

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ

«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

Інститут енергозбереження та енергоменеджменту

Кафедра електропостачання

«На правах рукопису»
УДК 621.31

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ В.А. Попов

« ____ » _____ 20__ р.

Магістерська дисертація

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
спеціалізації «Системи забезпечення споживачів електричною енергією»

на тему: «Комплексна оцінка місця приєднання установок відновлювальної енергетики до мереж оператора системи розподілу або споживачів»

Виконав: студент VI курсу, групи ОЕ-81мн

Лило Іван Віталійович _____

Науковий керівник к.т.н., доц. Замулко А.І. _____

Рецензент к.т.н., доц. Мейта О.В. _____

Засвідчую, що у цій магістерській
дисертації немає запозичень з праць
інших авторів без відповідних
посилань.

Студент _____

Київ – 2020 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Інститут енергозбереження та енергоменеджменту
Кафедра електропостачання

Інститут/факультет Інститут енергозбереження та енергоменеджменту
 (повна назва)

Кафедра електропостачання

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) за освітньо-професійною програмою

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Спеціалізація «Системи забезпечення споживачів електричною енергією»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ В.А. Попов

«__» _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту

Лилу Івану Віталійовичу

1. Тема дисертації: «Комплексна оцінка місця приєднання установок відновлювальної енергетики до мереж оператора системи розподілу або споживачів» науковий керівник дисертації: к.т.н., доц. Замулко Анатолій Ігорович затверджені наказом по університету від ХХ березня 2020 р. №926-с

2. Строк подання студентом дисертації: 18 травня 2020 року

3. Об'єкт дослідження: режими роботи системи розподілу електричної енергії.

4. Перелік завдань, які потрібно розробити:

- провести аналіз основних структурних особливостей функціонування електричної мережі на різних рівнях підпорядкування;
- сформулювати параметри параметрів (характеристик) генеруючого обладнання;
- розробити методологічні аспекти та засоби реалізації визначення оптимальної точки приєднання об'єктів енергетики до електричних мереж;
- виконати розрахунки що підтверджують можливість застосування комплексної оцінки місця приєднання установок відновлювальної енергетики.

5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: презентація – наочні матеріали за результатами дослідження, алгоритми розрахунків та таблиці з отриманими результатами.

6. Орієнтовний перелік публікацій:

1. "Мультиагентні системи гнучкої генерації з централізованим акумулюванням електричної енергії"
2. "Формування мережевої інфраструктури інтелектуальних електроенергетичних спільнот в Україні"
3. Свідectvo про реєстрацію авторського права на твір "Алгоритм моделювання локальних електроенергетичних систем розосередженої генерації"
4. "Порівняльний аналіз техніко-економічних характеристик АКБ при їх використанні в різних схемах електропостачання"
5. "Проблеми та перспективи впровадження систем акумулювання електричної енергії"
6. "Prerequisites for the further Development of Renewable Energy Sources in Ukraine"
7. Консультанти розділів дисертації

8. Дата видачі завдання 11 березня 2020 року

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1.	Визначення мети, об'єкту, предмету дослідження.		
2.	Визначення попередньої структури дисертації		
3.	Огляд літератури та робота над першим розділом		
4.	Дослідження принципів побудови мультиагентних систем керування		
5.	Розробка алгоритмів керування активним споживачем		
6.	Проведення розрахунків та робота над третім розділом		
7.	Оформлення дисертації		
8.	Оформлення реферату та презентації, проходження перевірки на плагіат та рецензування		
9.	Передзахист МД		
10.	Захист дисертації		

Студент

Лило І. В.

Науковий керівник дисертації

Замулко А. І.

РЕФЕРАТ

Структура та обсяг дисертації. Дисертація викладена на 175 сторінках, складається зі вступу, 4 розділів, висновку та додатків на 37 сторінках. У роботі міститься 23 рисунки, 30 таблиць, 56 формул, список використаних джерел із 69 найменувань.

Актуальність теми. Для забезпечення ефективної роботи енергосистеми України, а також для підтримки тенденцій розвитку ВДЕ в структурі генеруючих потужностей, слід раціоналізувати розподіл установок генерації з альтернативних джерел на території України. Раціональний розподіл установок ВДЕ по території України призведе до зниження сукупного негативного впливу на ОЕС України, а в окремих випадках може покращити деякі параметри.

У відповідності до того що, регіони України відрізняються показниками сонячної інсоляції та вітрової активності, розміщення установок СЕС та ВЕС в різних областях України має дискримінований характер. Проте, врахування лише одного показника при виборі територій для розміщення ВДЕ не надає повного уявлення про особливості регіону.

Із зазначеного питання значні напрацювання були зроблені такими науковцями, як Лежнюк П.Д. та Комар В.О. при вирушенні задач оптимізації функціонування РДЕ в ЛЕС, Мартинюк В.С., та Денисюк С.П., в задачах прогнозування та впровадження Microgrid, аналізу впливу РДЕ на електричну мережу Попов В.А. при вирішенні задач застосування інтегрованого аналізу підчас вибору оптимальних варіантів, Праховник А.В. в задачах інтеграції децентралізованої генерації в енергетичну систему, Жаркин А.Ф. в задачах моделювання електричних мереж з нелінійними навантаження, Киреленка О.В. та Стогнія Б.С. в задачах створення інтелектуальних електричних мереж, Ковальчук Н.В. в задачах визначення доцільності залучення ВДЕ до регулювання частоти.

В роботі розглядається задача комплексної оцінки місця приєднання установок відновлювальної енергетики до мереж оператора системи розподілу

або споживачів, яка на відміну від попередніх досліджень, враховує особливості ресурсів регіону, що розглядається, оцінює здатність застосовувати керування графіком генерації ВДЕ в сукупності з використанням існуючих та теоретично можливих ГЕС та ГАЕС, а також оцінює можливість комплексного розвитку ВДЕ в ЛЕС, що є актуальним в нинішніх умовах функціонування ринку електричної енергії.

Метою дисертаційної роботи є: удосконалення і подальший розвиток системи комплексної оцінки місця приєднання ВДЕ до мереж ОСР або споживачів шляхом застосування додаткових критеріїв оцінки для формування державної стратегії розвитку відновлювальної енергетики.

Для досягнення зазначеної мети були поставлені та вирішені такі задачі:

- виконано аналіз основних структурних особливостей функціонування електричної мережі на різних рівнях підпорядкування;
- сформовано перелік параметрів (характеристик), що впливають на розміщення та функціонування ВДЕ для визначення критеріїв оцінювання місця приєднання установок відновлювальної енергетики до мереж ОСР та споживачів;
- проведено аналіз методологічних аспектів та засобів реалізації комплексної оцінки місця приєднання ВДЕ;

виконано розрахунки, що підтверджують можливість застосування комплексної оцінки місця приєднання установок відновлювальної енергетики.

Об'єктом дослідження є режими роботи системи розподілу електричної енергії.

Предметом дослідження є методи та засоби комплексного оцінювання місця приєднання установок відновлювальної енергетики до мереж ОСР та споживачів.

Методи дослідження. Для вирішення поставлених завдань у дисертаційній роботі була використана низка загальнонаукових методів дослідження, методів багатокритеріального прийняття рішень, зокрема, методи бенчмаркінгу з застосуванням Гар-аналізу для формування стратегії

розвитку регіону, а також прийняття рішення щодо вибору вузла для приєднання ВДЕ.

Інформаційну базу дослідження склали законодавчі та нормативно-правові акти органів державного управління у сферах енергетики, Закони України, офіційні статистичні дані, а також наукові праці вітчизняних та закордонних вчених. При виконанні дисертації використовувалося програмне забезпечення MS Excel, PVsyst, Splan.

Наукова новизна одержаних результатів. Науково обґрунтовано систему показників та критеріїв оцінювання місця приєднання установок відновлювальної енергетики до мереж ОСР та споживачів для формування сукупного показника, на відміну від попередніх досліджень, враховує особливості ресурсів регіону, що розглядається, оцінює здатність застосовувати керування графіком генерації ВДЕ в сукупності з використання існуючих та теоретично можливих ГЕС та ГАЕС.

Отримали подальший розвиток методичні засади інформаційно-аналітичного забезпечення розвитку систем розподілу електроенергії, засновані на принципах бенчмаркінгу, для комплексного оцінювання місця приєднання установок відновлювальної енергетики.

Практичне значення роботи. Окремі результати дисертаційної роботи використано у держбюджетній НДР "Дослідження оптимального функціонування інтегрованих систем енергозабезпечення споживачів із застосуванням комплексного акумулювання електричної та теплової енергій" Номер державної реєстрації – № 0117U003825, Код КВНТД: І.2 13.14.01 УДК: 621.311.

Результати дисертаційного дослідження використовуються у навчальному процесі кафедри електропостачання КПІ ім. Ігоря Сікорського при викладанні дисципліни «Маркетингові дослідження в енергетиці», а також при розробці електронного посібника для виконання комп'ютерного практикуму «Моделювання сонячної електростанції в PVsyst» у 2020 р.

Публікації за тематикою дослідження. Основні положення дисертації було висвітлено та оприлюднено на шести науково-технічних конференціях:

1. Лило І.В., Гліба Д.М., Коротенко І.В., "Мультиагентні системи гнучкої генерації з централізованим акумулюванням електричної енергії" VI Міжнародна науково-технічна та навчально-методична конференція "Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – REMS'19" - 2019. - С. 40-41.

2. Денисюк С.П., Коротенко І.В., Лило І.В., "Формування мережевої інфраструктури інтелектуальних електроенергетичних спільнот в Україні" Енергетика: економіка, техніка, екологія. — 2019, №2 – С. 3-11.

3. Коротенко І.В., Денисюк С.П., Лило І.В. Свідectво про реєстрацію авторського права на твір "Алгоритм моделювання локальних електроенергетичних систем розосередженої генерації". – 2019. – №94148

4. Лило І.В., Гліба Д.М., "Порівняльний аналіз техніко-економічних характеристик АКБ при їх використанні в різних схемах електропостачання" XI Міжнародна науково-технічна та навчально-методична конференція "Енергетика. Екологія. Людина" - 2019. - С. 59-64.

5. Лило І.В. "Проблеми та перспективи впровадження систем акумулювання електричної енергії" XIX Всеукраїнська науково-методична конференція "Проблеми охорони праці, промислової та цивільної безпеки" – 2018. – С. 234-239.

6. Ivan Lylo "Prerequisites for the further Development of Renewable Energy Sources in Ukraine" XIX Всеукраїнської студентської науково-практичної конференції "Science and Technology of the XXI Century" – 2018. С. 73-74.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: ЕНЕРГІТИЧНА СИСТЕМА, ОПЕРАТОР СИСТЕМИ РОЗПОДІЛУ, ВІДНОВЛЮВАЛЬНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ, ПРИЄДНОАННЯ ДО ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ, СОНЯЧНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, БЕНЧМАРКІНГ

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	10
ВСТУП	11
РОЗДІЛ 1 ОСНОВНІ СТРУКТУРНІ ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НА РІЗНИХ РІВНЯХ ПІДПОРЯДКУВАННЯ.....	15
1.1 Класифікація електропередавальних мереж за рівнем підпорядкування	15
1.1.1 Структура ОЕС України	15
1.1.2 Аналіз електричних мереж на рівні підпорядкування ОСР	20
1.1.3 Мережа на рівні підпорядкування споживачу	25
1.2 Аналіз зв'язків між різними суб'єктами ринку, яким підпорядковані електричні мережі	27
1.2.1 Технічні зв'язки та точки розмежування	27
1.2.2 Ринкові зв'язки, основні договори	29
1.2.3 Приєднання електроустановок до системи розподілу чи системи передачі	32
1.2 Аналіз проблем електричної мережі, проблеми розвитку нової генерації	36
Висновки за 1 розділом.....	40
РОЗДІЛ 2 ФОРМУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ (ХАРАКТЕРИСТИК) ГЕНЕРУЮЧОГО ОБЛАДНАННЯ	42
2.1 Аналіз генеруючих об'єктів та їх основних функціональних особливостей.....	42
2.1.1 Аналіз тенденцій розвитку генеруючих потужностей в Україні	42
2.1.2 Основні характеристики різних типів ВДЕ	46
2.1.3 Аналіз впливу ВДЕ на електричну мережу	52
2.3 Формування параметрів (характеристик) для вибору установок генерації електричної енергії в залежності від характеристик споживача та особливостей мережі.....	63
Висновки за 2 розділом.....	66
РОЗДІЛ 3 АНАЛІЗ МЕТОДІВ ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ ТОЧКИ ПРИЄДНАННЯ ОБ'ЄКТІВ ЕНЕРГЕТИКИ ДО ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ...	67
3.1 Особливості постановки задачі оптимізації при визначенні місця приєднання до електричних мереж ВДЕ	67
3.2 Методи оптимізації за критеріями економічної доцільності, втрат потужності та стабільності напруги.....	68

3.3 Методи багатокритеріальної оптимізації в задачах визначення місця приєднання.....	74
3.4 Методи багатокритеріального прийняття рішень при виборі місця приєднання до електричних мереж ВДЕ	80
3.5 Методи визначення ваги окремих критеріїв оптимальності	87
Висновки за 3 розділом.....	92
РОЗДІЛ 4 ПРАКТИЧНА РЕАЛІЗАЦІЯ КОМПЛЕКСНОЇ ОЦІНКИ МІСЦЯ ПРИЄДНАННЯ УСТАНОВОК ВІДНОВЛЮВАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ.....	94
4.1 Використання бенчмаркінг при аналізі регіонів України щодо розміщення ВДЕ	94
4.1.1 Формування бази критеріїв та обґрунтування їх впливу	94
4.1.2 Формування рейтингу регіонів України для встановлення ВДЕ ..	101
4.2 Вибір оптимального місця приєднання ВДЕ до мереж ОСР.....	110
4.2.1 Обґрунтування додаткових критеріїв та визначення їх характеристик при приєднанні ВДЕ	110
4.2.3 Формування рейтингу вузлів ЛЕС при приєднанні ВДЕ.....	126
Висновки за 4 розділом.....	129
ВИСНОВКИ.....	131
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕЛІЛ	133
ДОДАТКИ.....	141

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АЕС – атомна електрична станція
ВДЕ – відновлювані джерела електроенергії
ВЕС – вітроелектростанція
ГАЕС – гідроакумулювальна електростанція
ГЕС – гідроелектростанція
ДРГ – джерело розосередженої генерації
ККД – коефіцієнт корисної дії
КЛ – кабельна лінія
ЛЕС – локальна електроенергетична система
ОЕС України – об'єднана енергосистема України
ОСП – оператор системи передачі
ОСР – оператор системи розподілу
ОПР – особа приймаюча рішення
ПА – протиаварійна автоматика
ПЛ – повітряна лінія
РГ – розосереджена генерація
РЗ – релейний захист
СЕС – сонячна електростанція
ТЕО – техніко-економічне обґрунтування
ТЕС - теплоелектростанція
ТЕЦ – теплоелектроцентрально
ТНКТ – тимчасово непідконтрольні території
ЕЕС – електроенергетична система
СЕ – система електропостачання
ФЕС – фотоелектростанція
в.о. – відносні одиниці

ВСТУП

Ринок електричної енергії перебуває у стані кардинальних змін. 13 квітня 2017 року Верховна Рада України прийняла Закон України «Про ринок електричної енергії» (далі – Закон), який повністю відповідає вимогам Третього енергетичного пакету законодавства ЄС та є правовим підґрунтям для повного переформатування ринку електричної енергії як у контексті структури ринку, так і в контексті відносин на ринку.

Новий ринок створює підґрунтя для конкурентного розвитку ВДЕ в ОЕС України, оскільки вартість енергії генерованої установками СЕС та ВЕС з кожним роком зменшується, що обґрунтовано розвитком технологій виготовлення фотогальванічних модулів та генераторного обладнання ВЕТ.

Проте для розвитку ВДЕ в Українських реаліях існує багато перепон, таких як, зношеність мереж, зношеність трансформаторного обладнання, відсутність надійних засобів прогнозування споживання, а також відсутність потужного маневрового резерву. Дані питання можливо вирішити заміною мережевого обладнання, створенням акумулюючих блоків, впровадженням систем Smart Grid, але всі ці варіанти потребують значних фінансових впливань, що неможливо в умовах сучасної економічної ситуації в енергетиці.

При цьому ВДЕ з кожним роком мають все більший приріст в встановленій потужності та частці генерованої енергії, що зумовлено наявністю «зеленого» тарифу. Таким чином питання розміщення ВДЕ з кожним роком все гостріше стає в списку проблемних питань енергетичної галузі України.

Для забезпечення стабільного розвитку ВДЕ в Україні потрібно раціоналізувати їх розподіл по території, а також слід коректно здійснювати підбір місць для їх підключення до електричної мережі. Існує велика кількість методів вибору точок підключення РДЕ до мережі, в структуру яких входять і ВДЕ. В своїй структурі ці методи поділяються на однокритеріальні та багатокритеріальні, основна відмінність між ними в сукупній кількості рішень, які ставляться в якості цілі, відповідно оптимальність рішення за одним

критерієм чи сукупна оптимальність між групою параметрів. Таким чином виникає комплекс задач, які слід вирішити для прийняття найкращого чи оптимального рішення. Саме поняття комплексності вирішення задачі ґрунтується на сукупності впливу всіх критеріїв, які розглядаються, на кінцеве прийняття рішення, а також залежність одного критерію від іншого. Таким чином багатокритеріальні методи та комплексні задачі мають спільну структуру постановки завдання і вихідних даних.

При вирішенні питання розміщення ВДЕ, доцільно використовувати наведені вище методи, в умовах даної задачі найкраще підходить метод бечмаркінгу, оскільки він одночасно поєднує багатокритеріальні методи та комплексний підхід при формуванні рішень.

Для забезпечення ефективної роботи енергосистеми України, а також для підтримки тенденцій розвитку ВДЕ в структурі генеруючих потужностей, слід раціоналізувати розподіл установок генерації з альтернативних джерел на території України. Раціональний розподіл установок ВДЕ по території України призведе до зниження сукупного негативного впливу на ОЕС України, а в окремих випадках може покращити деякі параметри.

У відповідності до того що, регіони України відрізняються показниками сонячної інсоляції та вітрової активності, розміщення установок СЕС та ВЕС в різних областях України має дискримінований характер. Проте, врахування лише одного показника при виборі територій для розміщення ВДЕ не надає повного уявлення про особливості регіону.

Із зазначеного питання значні напрацювання були зроблені такими науковцями, як Лежнюк П.Д. та Комар В.О. при вирушенні задач оптимізації функціонування РДЕ в ЛЕС, Мартинюк В.С., та Денисюк С.П., в задачах прогнозування та впровадження Microgrid, аналізу впливу РДЕ на електричну мережу Попов В.А. при вирішенні задач застосування інтегрованого аналізу підчас вибору оптимальних варіантів, Праховник А.В. в задачах інтеграції децентралізованої генерації в енергетичну систему, Жаркин А.Ф. в задачах моделювання електричних мереж з нелінійними навантаження, Киреленка

О.В. та Стогнія Б.С. в задачах створення інтелектуальних електричних мереж, Ковальчук Н.В. в задачах визначення доцільності залучення ВДЕ до регулювання частоти.

В роботі розглядається задача комплексної оцінки місця приєднання установок відновлювальної енергетики до мереж оператора системи розподілу або споживачів, яка на відміну від попередніх досліджень, враховує особливості ресурсів регіону, що розглядається, оцінює здатність застосовувати керування графіком генерації ВДЕ в сукупності з використанням існуючих та теоретично можливих ГЕС та ГАЕС, а також оцінює можливість комплексного розвитку ВДЕ в ЛЕС, що є актуальним в нинішніх умовах функціонування ринку електричної енергії.

Метою дисертаційної роботи є: удосконалення і подальший розвиток системи комплексної оцінки місця приєднання ВДЕ до мереж ОСР або споживачів шляхом застосування додаткових критеріїв оцінки для формування державної стратегії розвитку відновлювальної енергетики.

Для досягнення зазначеної мети були поставлені та вирішені такі задачі:

- виконано аналіз основних структурних особливостей функціонування електричної мережі на різних рівнях підпорядкування;
- сформовано перелік параметрів (характеристик), що впливають на розміщення та функціонування ВДЕ для визначення критеріїв оцінювання місця приєднання установок відновлювальної енергетики до мереж ОСР та споживачів;
- проведено аналіз методологічних аспектів та засобів реалізації комплексної оцінки місця приєднання ВДЕ;

виконано розрахунки, що підтверджують можливість застосування комплексної оцінки місця приєднання установок відновлювальної енергетики.

Об'єктом дослідження є режими роботи системи розподілу електричної енергії.

Предметом дослідження є методи та засоби комплексного оцінювання місця приєднання установок відновлювальної енергетики до мереж ОСР та споживачів.

Методи дослідження. Для вирішення поставлених завдань у дисертаційній роботі була використана низка загальнонаукових методів дослідження, методів багатокритеріального прийняття рішень, зокрема, методи бенчмаркінгу з застосуванням Gap-аналізу для формування стратегії розвитку регіону, а також прийняття рішення щодо вибору вузла для приєднання ВДЕ.

Інформаційну базу дослідження склали законодавчі та нормативно-правові акти органів державного управління у сферах енергетики, Закони України, офіційні статистичні дані, а також наукові праці вітчизняних та закордонних вчених. При виконанні дисертації використовувалося програмне забезпечення MS Excel, PVsyst, Splan.

Наукова новизна одержаних результатів. Науково обґрунтовано систему показників та критеріїв оцінювання місця приєднання установок відновлювальної енергетики до мереж ОСР та споживачів для формування сукупного показника, на відміну від попередніх досліджень, враховує особливості ресурсів регіону, що розглядається, оцінює здатність застосовувати керування графіком генерації ВДЕ в сукупності з використання існуючих та теоретично можливих ГЕС та ГАЕС.

Отримали подальший розвиток методичні засади інформаційно-аналітичного забезпечення розвитку систем розподілу електроенергії, засновані на принципах бенчмаркінгу, для комплексного оцінювання місця приєднання установок відновлювальної енергетики.

РОЗДІЛ 1

ОСНОВНІ СТРУКТУРНІ ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НА РІЗНИХ РІВНЯХ ПІДПОРЯДКУВАННЯ

1.1 Класифікація електропередавальних мереж за рівнем підпорядкування

1.1.1 Структура ОЕС України

Об'єднана енергосистема (ОЕС) України є сукупністю електростанцій, електричних і теплових мереж, інших об'єктів електроенергетики, об'єднаних спільним режимом виробництва, передачі та розподілу електричної і теплової енергії при централізованому управлінні цим режимом. ОЕС України - основа електроенергетики країни, яка здійснює централізоване забезпечення електроенергією внутрішніх споживачів, взаємодіє з енергосистемами суміжних країн, забезпечує експорт та імпорт електроенергії. Вона поєднує енергогенеруючі потужності, розподільні мережі регіонів України, пов'язані між собою системоутворюючими лініями електропередачі напругою 220–750 кВ.

ОЕС України на сьогодні є одним з найбільших енергооб'єднань Європи. У складі ОЕС України діють 965 ліцензіатів з виробництва електричної енергії, з яких 7 потужних енергогенеруючих компаній забезпечують близько 90% всього виробництва, 7 регіональних електроенергетичних систем та 33 оператори системи розподілу та 206 ліцензіатів на постачання електричної енергії.

Централізоване диспетчерське (оперативнотехнологічне) управління, підтримання балансу в ОЕС України та організацію паралельної роботи з енергетичними системами інших держав виконує державне підприємство «Національна енергетична компанія «Укренерго», що виконує функції оператора системи передачі. Наразі ОЕС України працює в паралельному режимі з електроенергетичними об'єднаннями Республіки Білорусь, Республіки Молдови, Російської Федерації (ОЕС Центра, ОЕС Півдня), окрім

так званого «острову Бурштинської електростанції» (включає Бурштинську ТЕС, Калуську ТЕЦ та ТереблеРікську ГЕС), який синхронізовано з Європейською мережею системних операторів з передачі електроенергії (ENTSO-E). Електричні зв'язки між ОЕС України та суміжними енергосистемами здійснюються по мережах 110-750 кВ.

Системоутворюючі мережі напругою 220 - 750 кВ включають магістральні і міждержавні електричні мережі (система передачі електроенергії). Вони забезпечують видачу електричної енергії від потужних блоків електростанцій і подальшу її передачу до розподільних мереж регіонів України (система розподілу електроенергії), а також експорт та імпорт електроенергії з енергосистемами сусідніх країн. Трансформація потужності забезпечується за допомогою автотрансформаторів і трансформаторів напругою 750/330 кВ, 330/220 кВ, 400/330 кВ, 330/110(150) кВ, 220/110(150) кВ, 150/110 кВ. Система передачі електричної енергії - 23,0 тис. км, з них 84 км лінія 800 кВ, 4,121 тис. км припадає на мережі з напругою 750 кВ, 567 км займають лінії 500 – 400 кВ, 13,4 тис. км – напругою 330 кВ, 4,0 тис. км – напругою 220 кВ, 586. км – напругою 110 - 150 кВ і 78 км припадає на лінії 35 кВ. А також кабельні лінії напругою 110-0,4 кВ загальною довжиною 3,747 тис. км.

Відповідно до звіту НКРЕКП за 2019 рік на балансі ДП «НЕК «Укренерго» перебуває 103 підстанцій (ПС) напругою 110 – 750 кВ трансформаторною потужністю 78 553,1. МВА. З них ПС 220 кВ – 33 шт. з потужністю 4,424 тис. МВА, 330 кВ – 88 шт. з потужністю 41,502 тис. МВА, 400 – 2 шт., 500 кВ – 2 шт., 750 кВ – 8 шт. з потужністю 16,738 тис. МВА та 110 кВ – 4 шт. (пристанційні вузли сонячних електростанцій) [1].

Витрати в мережах оператора системи передачі складають 3,773 млн кВт*год що становить 2,58% від відпуску в мережу.

Система розподілу електричної енергії нараховує 752,923 тис. км повітряних і 73,787 тис. км кабельних ліній електропередачі напругою 0,4 – 150 кВ а також 204,610 тис. трансформаторних підстанцій напругою 6 – 150

кВ. Станом на 2018 рік в Україні 33 електророзподільні підприємства. ОЕС України об'єднує сім регіональних електроенергетичних систем: Дніпровську, Західну, Кримську (зараз знаходиться на території АРК, що непідконтрольна Україні), Південну, Південно-Західну, Північну і Центральну.

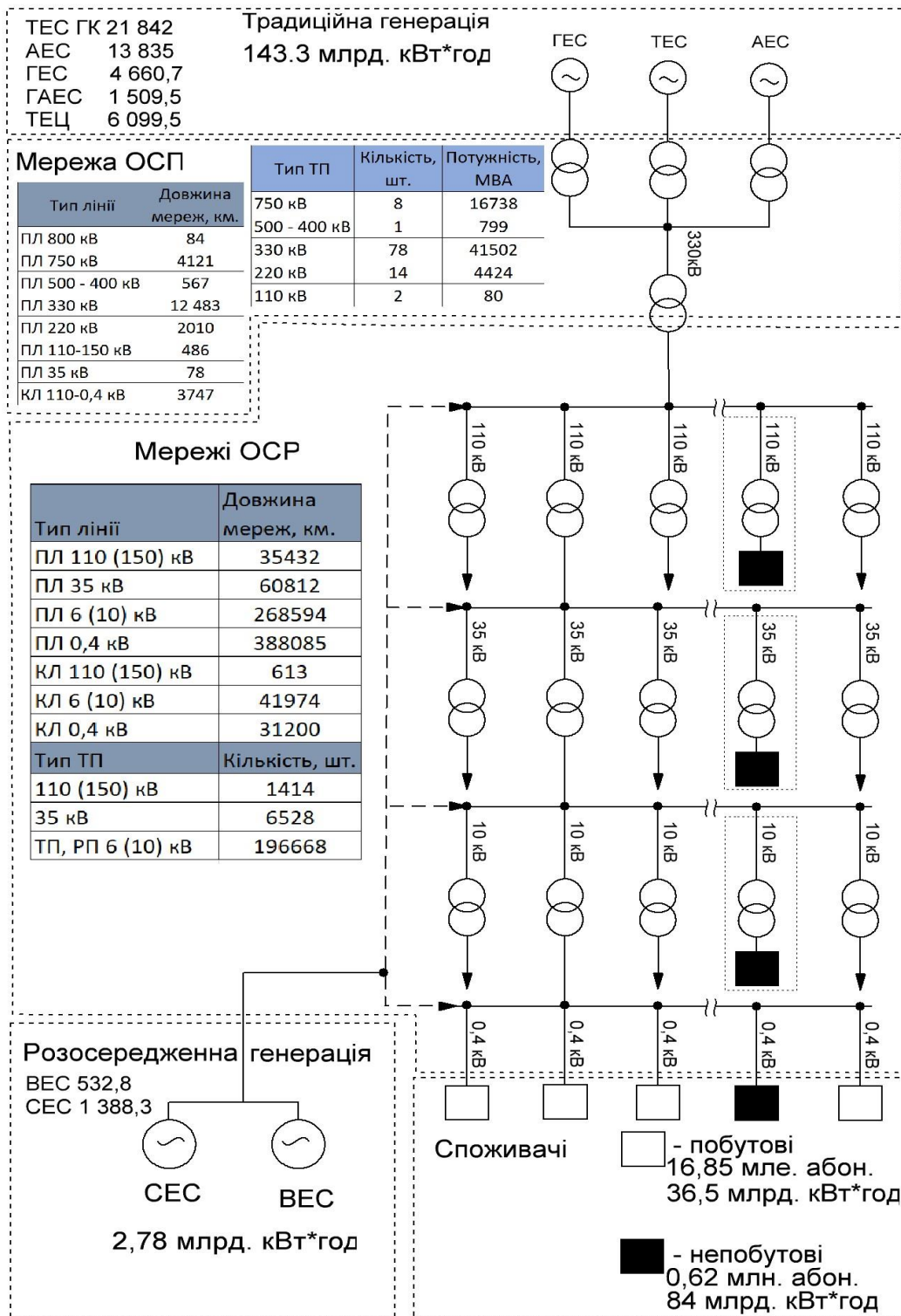


Рисунок 1.1 – Структура електричних мереж в ОЕС України [2]

По причині тривалого експлуатаційного періоду та відсутності фінансування для модернізації електричного обладнання ліній електропередачі знаходяться в зношеному стані, в такому ж стані знаходяться апаратура захисту та автоматики і трансформаторні підстанції.

Таблиця 1.1 – Характеристики за термінами експлуатації довжина ПЛ по класах напруги станом на 01.01.19 р. [1]

Клас напруги	Всього, км		Ут. ч. знаходяться в експлуатації (років)			
	по трасі	по ланцюгах	до 25	25-30	30-40	Більше 40
750 кВ	4403,171	4403,171	692,65	45,09	2271,7	1393,731
500 кВ	374,76	374,76	38,1	-	159,6	177,06
400 кВ	338,95	338,95	-	-	-	338,95
330 кВ	12970,84	13533,652	1341,335	370,168	2181,908	9640,241
220 кВ	3019,385	3975,965	178,628		344,457	3452,88
110 кВ	448,728	549,78	52,73	20,5	40,505	436,045
35 кВ	112,441	114,051	18,858	2,46	25,43	67,303
Разом:	21668,27	23290,329	2322,301	438,218	5023,6	15506,21

Таблиця 1.2. – Характеристики електроенергетичних систем, довжини ПЛ станом на 01.01.19 р. [1]

Назва енергосистеми	Знаходяться в експлуатації (років), км.				Сумарна довжина, км.
	до 25	25-30	30-40	Більше 40	
Дніпровська	394,998	274,158	1079,759	3207,982	4956,897
Донбаська	114,456	-	309,836	1432,307	1856,599
Західна	205,85	89,46	755,2	2745,85	3796,36
Кримська	150,626	-	141,88	1018,609	1311,115
Південна	593,3	54,1	826,776	1176,796	2650,972
Південно-західна	229,54	-	548,35	1485,51	2263,4
Північна	150,181	-	972,919	2729,636	3852,736
Центральна	483,35	20,5	388,88	1808,06	2700,79
Разом	2322,301	438,218	5023,6	15604,75	23388,869

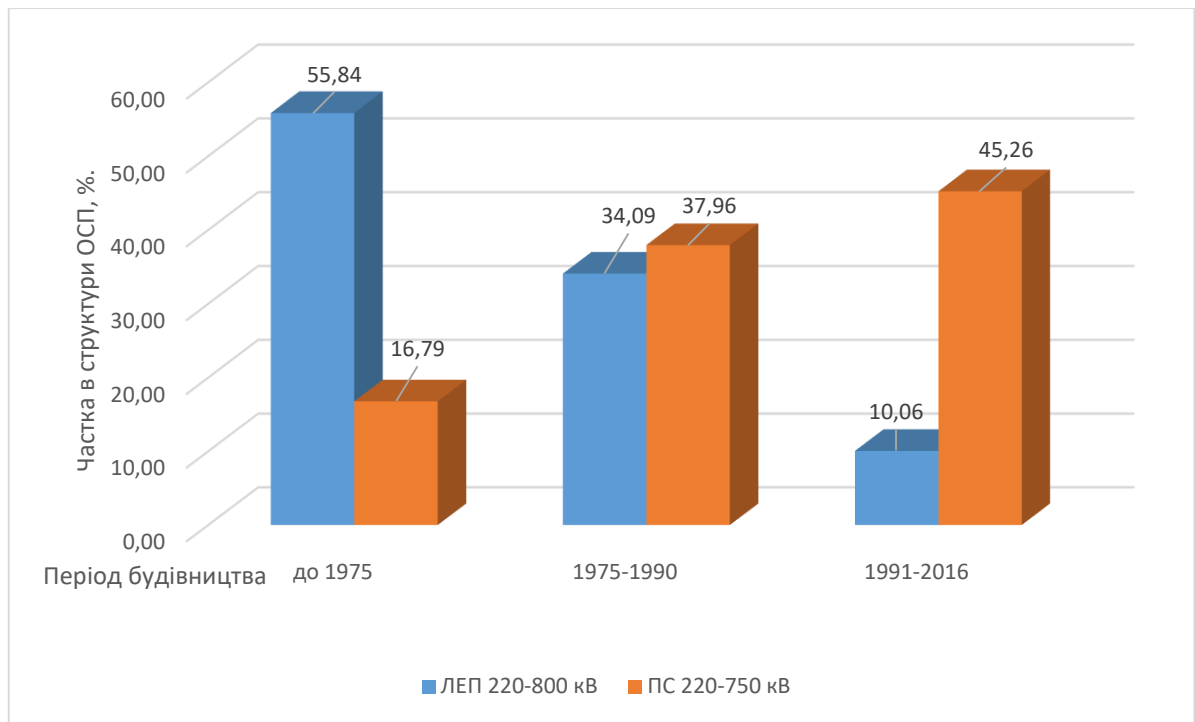


Рисунок 1.2 – Осяги будівництва устаткування системи передачі ОЕС України [1]

Відповідно до статистики наведеній в таблиці 1.1 лінії які експлуатуються менше ніж 25 років мають протяжність 2 322 301 км. що складає 7,76%, лінії що експлуатуються в періоді від 25 до 30 років мають протяжність 438 218 км. що становить 5,68%, лінії що експлуатуються в періоді від 30 до 40 років мають протяжність 5 023 600 км. що складає 22,33%, 15 506 21 км мають строк експлуатації більше 40 років и складають 64,23% від загальної протяжності ліній. Така статистика свідчить про те що більше 86% ліній напругою 35 – 800 кВ перевищують строк встановленої експлуатації і вважаються застарілими що є причиною виникнення аварійних ситуацій та втрат в мережі.

Більшість ліній електропередачі збудовані до 1975 року та в період між 1975 та 1990. З електричними підстанціями ситуація дещо краща так як біля 45% трансформаторних підстанцій збудовані в період з 1991 по 2016 рік експлуатаційний період яких не перевищив 30 років.

Таблиця 1.3. – Загальна характеристика пристроїв РЗ та ПА за роках експлуатації [1]

Назва енергосистеми	Кількість пристроїв, які експлуатуються				Всього пристроїв
	до 25	25-30	30-40	40+	
Дніпровська	3442,5	2559	5043	5152	16196,5
Донбаська	3417	3085	2973	4132	13607
Північна	4241	1212	1220	951	7624
Центральна	3202	2636	4011	1025	10874
Південно-західна	3349	548	961	1027	5885
Південна	5088	870	2900	830	9688
Західна	22740	10444	17108	131117	181409
Всього	45479,5	21354	34216	144234	245283,5

Ситуація з пристроями РЗ та ПА також не краща більше 50% відсотків обладнання експлуатується більше 50 років що негативно впливає на швидкодію апаратури та призводить до збільшення виникнення аварійних ситуацій та збільшення показників SAIDI та SAIFI.

1.1.2 Аналіз електричних мереж на рівні підпорядкування ОСР

Розподільні електричні мережі України напругою 0,4...35 кВ представляють кінцеву ланку в системі забезпечення споживачів електричною енергією. Вони перебувають у безпосередній взаємодії як зі споживачем, так і з районними та магістральними електричними мережами. Тому стан і функціонування розподільних електричних мереж впливає на показники надійності, якості та ефективності роботи об'єднаної енергосистеми України.

Окремо слід виділити розподільну електричну мережу яка призначена для передачі та розподілу електричної енергії від магістральної електричної мережі до споживача.

Основна функція електричних мереж напругою до 150 кВ в ОЕС України – транспортування електроенергії від об'єктів системи передачі до кінцевих побутових та непобутових споживачів. Відповідно, конфігурація окремої системи розподілу електроенергії визначається, в першу чергу,

складом споживачів, розташованих на території здійснення ліцензійної діяльності. Зокрема, розрізняють типові схеми електричного з'єднання об'єктів розподільних електричних мереж у міській та сільській місцевості.

До операторів системи розподілу відносяться підприємства, відповідальні за безпечну, надійну та ефективну експлуатацію, технічне обслуговування та розвиток електричних мереж з напругою до 110 кВ. Оператори системи розподілу надають послуги з розподілу електричної енергії від НЕК «Укренерго» до споживачів.

Відповідно до реєстру ліцензіатів НКРЕКП, в Україні 33 оператори системи розподілу.

України всі обленерго повинні були пройти анбандлінг, або відокремлення. За результатами цього процесу 33 оператори системи розподілу отримали ліцензії. Для порівняння: в ЄС на виконання Третього енергопакету з 2400 операторів пройшли анбандлінг лише 189. Але на такі результати вплинув встановлений мінімум у 100 000 споживачів, який дозволяє звільнити оператора системи розподілу від анбандлінгу.

Для забезпечення незалежності прийняття рішень керівництвом розподільної компанії передбачене функціональне відокремлення. Воно також спрямоване на протидію зловживанню монопольним становищем оператора системи розподілу щодо учасників ринку. Зокрема, оператору системи розподілу забороняється створювати будь-які переваги постачальникам або виробникам електроенергії в складі вертикально інтегрованого суб'єкта господарювання порівняно з іншими учасниками ринку.

Головні функції операторів системи розподілу в Україні є недискримінаційний доступ споживачів до системи розподілу та послуги з розподілу електричної енергії. Останні надаються розподільними компаніями на підставі договорів про надання послуг з розподілу. Договори про надання послуг з розподілу є публічними договорами приєднання та укладаються на основі типових договорів, затверджених НКРЕКП. Оплата послуг з розподілу

здійснюється за тарифами, які регулюються НКРЕКП відповідно до встановленої методики та оприлюднюються операторами систем розподілу.

До послуг, важливих як для споживачів, так і для виробників електроенергії, належать також послуги з приєднання до системи розподілу відповідно до кодексу системи розподілу. Оператор також здійснює планування розвитку цієї системи з урахуванням заходів з енергоефективності та можливостей використання розподіленої генерації.

Нові ролі операторів системи розподілу в країнах ЄС. Поки в Україні лише виконуються вимоги Третього енергопакету, в країнах ЄС вже починається перегляд функцій операторів системи розподілу за Четвертим енергопакетом «Чиста енергія для всіх європейців». Перш за все, європейські енергетичні регулятори підтримують посилення вимог щодо відокремлення операторів системи розподілу для забезпечення їх функціонування як фасилітаторів ринку.

Європейські енергетичні регулятори виступають за те, що розподільні компанії повинні діяти як нейтральні посередники на ринку та виконувати регульовану діяльність. При цьому вони не повинні здійснювати діяльність, яка може ефективно виконуватись на конкурентному ринку. Цей підхід важливий, оскільки коли розподільні компанії беруть участь у конкурентній діяльності, такій як зберігання електричної енергії, існує ризик надання переваг своїм послугам, ніж дешевшим. Це у свою чергу може підвищити витрати та стримати інвестиції [3].

Крім того, сучасні технології дозволяють споживачам встановлювати дахові СЕС та вітрові турбіни для домогосподарств, тим самим не лише споживати енергію, а й виробляти. Особи, які споживають і виробляють електроенергію, називаються просьюмерами. Збільшення кількості просьюмерів впливає на роботу мереж операторів системи розподілу. Тому майбутні електромережі повинні розвиватися як Smart-технології. Це передбачає адаптивні системи, які можуть різко змінити роль споживача, перетворивши його з «пасивного» на «активного» гравця ринку.

Отже, оператори системи розподілу відіграють важливу роль у роботі нового ринку електроенергії. Виступаючи посередником між оператором системи передачі та споживачами, вони отримують багато нових завдань. Перш за все – щодо оновлення застарілої інфраструктури. У той же час розвиток технологій ставить перед ними і нові виклики, зумовлені зростанням кількості просьюмерів.

До основних вимог щодо відокремлення операторів системи розподілу в Україні належать: відокремлення органів управління операторів системи розподілу від органів управління вертикально інтегрованого суб'єкта господарювання, незалежність прийняття рішень оператором системи розподілу, зміна найменування, яке відрізняє розподільну компанію від електропостачальника вертикально інтегрованого суб'єкта господарювання, забезпечення справедливого, прозорого та недискримінаційного доступу до інформації для всіх учасників ринку.

Функції розподілу електричної енергії в ОЕС України виконують електричні мережі напругою до 150 кВ (рис. 1.2), що налічують більше 850 тис. км ліній електропередавання (ЛЕП) та 200 тис. одиниць трансформаторних підстанцій (ТП) [2]. Ця сукупність розділена, переважно, за адміністративно-територіальним принципом між операторами систем розподілу (ОСР). Кожен із 33 окремих ОСР здійснює господарську діяльність з розподілу електричної енергії на закріпленій території незалежно від інших [4], дотримуючись вимог ліцензії НКРЕКП [5].

Довжина повітряних ліній електропередавання напругою 6...150 кВ складає 374978 км і має по колах значення: 150 кВ – 10676,499 км; 110 кВ – 36161,336 км; 35 кВ – 66356,847 км (з них на дерев'яних опорах 509,279 км); 10 кВ – 247910,35 км (з них на дерев'яних опорах 3285,508 км); 6 кВ – 19128,713 км (з них на дерев'яних опорах 984,967 км) [6]. Незважаючи на досить значний розвиток мереж класу напруги 10 кВ як в сільській місцевості, так і в містах, зберігається ще мережа напруги 6 кВ, протяжність повітряних ліній якої складає майже 8 % від довжини повітряних ліній 10 кВ, а кабельних

майже половину. Від цих мереж отримує живлення значна частка комунально-побутових споживачів, що протирічить вимогам міжнародного стандарту ГОСТ 29322 (МЕК 38-83), в якому зазначено, що номінальна напруга мережі 6 кВ не повинна використовуватися в електричних мережах загального призначення.

Загальна протяжність розподільних електричних мереж напругою 0,4...10 кВ в Україні на сьогодні час складає: 0,4 кВ – 419 285 км; 6-10 кВ – 310 568 км і має тенденцію до щорічного зростання [7]. Станом на 01.01.2016 року в незадовільному технічному стані знаходилися 78 тис. км повітряних ліній 0,4...150 кВ, а також майже 32 тис. одиниць ТП (РП) 6(10) кВ та 252 ПС 35...150 кВ [8].

До складу оператора системи розподілу входять відповідні майнові, фінансові, технічні, трудові ресурси а також інформаційна база, які повинні відповідати нормам для отримання оператором права на діяльність відповідно до вимог Закону. Розглянемо цей список на прикладі ПрАТ «ЗАКАРПАТТЯОБЕЛЕНЕРГО» до складу якого входять:

Майнові ресурси:

- 66 комплексів будівель та споруд;
- 618 окремих будівель;
- 167 земельних ділянок;

Технічні ресурси:

- ПС 110 кВ - 40 шт.;
- ПС 35 кВ – 85.;
- ТП 6-10 кВ – 4860 шт.;
- ПЛ 220 кВ – 162,74 км;
- ПЛ 110 кВ – 1174,87 км;
- ПЛ 35 кВ – 1246,14 км;
- ПЛ 6-10 кВ – 5413,02 км;
- ПЛ 0,4(0,22) кВ – 9714,73 км;
- КЛ 35 кВ – 2,27 км;

- КЛ 10 кВ – 392,64 км;
- КЛ 6 кВ – 518,22 км;
- КЛ 0,4 кВ – 190,48 км.

Фінансові ресурси:

- власні фінансові ресурси 39 282,90 тис. грн.;
- дебіторська заборгованість 283 931,60 тис. грн.;
- позичені кошти 10 000,00 тис. грн.

Трудові ресурси складають 2731 од. А також інформаційне обладнання до якого входять сервери, та офісне обладнання[9].

Згідно визначень Закону України «Про ринок електричної енергії» [2] ОСР є юридичною особою, відповідальною за безпечну, надійну та ефективну експлуатацію, технічне обслуговування та розвиток системи розподілу для задоволення попиту на послуги з розподілу електричної енергії в майбутньому з урахуванням вимог щодо охорони довкілля і забезпечення енергетичної ефективності. Під розвитком системи розподілу розуміють нове будівництво, реконструкцію або технічне переоснащення (модернізація) об'єктів електроенергетики [10].

Знаючи структуру та стан мереж ОСР, можна більш адекватно оцінити здатність тих чи інших ЛЕС прийняти чи передати енергію, генеровану новими установками ВДЕ, а також надає змогу оцінити розгалуженість мережі на доступних для розміщення ВДЕ територіях.

1.1.3 Мережа на рівні підпорядкування споживачу

Кінцевими споживачами тобто споживачами що купують електричну енергію для своїх власних потреб в енергосистемі України вважаються побутові, малі непобутові та непобутові споживачі.

Активний споживач електричної енергії (prosumer) – споживач електричної енергії, який має бажання та можливість тим чи іншим способом коригувати своє енергоспоживання із системи енергопостачання, а за

наявності можливостей і надавати окремі додаткові послуги для інших учасників ринку електроенергії.

Побутовий споживач - індивідуальний побутовий споживач (фізична особа, яка використовує електричну енергію для забезпечення власних побутових потреб, що не включають професійну та/або господарську діяльність) або колективний побутовий споживач (юридична особа, створена шляхом об'єднання фізичних осіб - побутових споживачів, яка розраховується за електричну енергію за показами загального розрахункового засобу обліку в обов'язі електричної енергії, спожитої для забезпечення власних побутових потреб таких фізичних осіб, що не включають професійну та/або господарську діяльність) [2].

Непобутові споживачі – це фізичні або юридичні особи, які купують електроенергію не для своїх власних побутових потреб, і які включають виробників та оптових споживачів [2].

Станом на кінець 2018 року в енергосистемі України налічувалось 16 853 049 побутових споживачів загальною потужністю 36 494 ГВт*год. що складає 30,2%, вони підключені до розподільних мереж 33х розподільних електричних компаній.

Кількість непобутових споживачів в енергосистемі України становить 622 690 фізичних та юридичних осіб, загальною потужністю 84 348 ГВт*год. що складає 69.8%, вони підключені до розподільних та в окремих випадках до мереж оператора системи передачі. Непобутові споживачі в деяких випадках мають на своєму балансі лінії електропередачі напругою 0,4 кВт та розподільні трансформаторні підстанції 6(10)/0,4 кВ. це відбувається в випадках віддаленого розміщення установок споживача від ліній електропередачі оператора системи розподілу або ліній оператора системи передачі та у випадку розгалуженості ліній на території споживача. Зокрема непобутові (промислові) споживачі які мають високопотужне обладнання або велику кількість електричного обладнання мають у своїй власності підстанції

напругою 150/10 кВ, 110/10 кВ, 35/10 кВ, відповідно на їх балансі знаходяться повітряні та кабельні лінії відповідної напруги [2].

Врахування можливості під'єднання установок відновлювальної енергетики до вузлів, які знаходяться у власності абонентів мережі, з наявністю значного споживання, надає змогу розширити можливості вводу нової потужності в мережу. А також, у разі наявності активного споживача створювати prosumer-ЛЕС.

1.2 Аналіз зав'язків між різними суб'єктами ринку, яким підпорядковані електричні мережі

1.2.1 Технічні зв'язки та точки розмежування

Система передачі керується кодексом системи передачі і цей кодекс є обов'язковим для виконання оператором системи передачі. ОСП та Користувачі які експлуатують електроустановки, які під'єднані до мережі оператора системи, зобов'язані створити та підтримувати в належному стані технічні та технологічні системи експлуатації своїх електроустановок, а також структуру управління цими системами відповідно до вимог.

Електростанції з встановленою потужністю більше 20 МВт, а також електростанції потужністю 20 МВт та менше приєднуються до системи передачі відповідно до ТЕО. Також до системи передачі приєднані електроустановки системи розподілу (об'єкти розподілу), системи постійного струму високої напруги, електроустановки споживача на рівні наруги 220 кВ та вище (об'єкти енергоспоживання) відповідно до ТЕО. Точка приєднання розташовується на межі з земельною ділянкою замовника або на самій земельній ділянці, за згоди замовника. Замовником забезпечується будівництво, реконструкція чи технічне переоснащення електричних мереж від точки приєднання до затискачів замовника та залишається у власності замовника [12].

До ліній ОСР приєднані споживачі електричної енергії, а також електроустановки призначені для виробництва електричної енергії у тому числі генеруючі установки приватних домогосподарств. Також ОСР має приєднання генерації з ВДЕ зокрема до розподільних пристроїв існуючої генерації [13]. Відповідно до меж балансової належності та експлуатаційної відповідальності точка, в якій відбувається розмежування балансової належності електроустановок та експлуатаційної відповідальності сторін, не завжди являється одним и тим же самим місцем.

Межу експлуатаційної відповідальності в електроустановках до 1000 В встановлюється у точці кріплення проводів лінії електропередачі до перших ізоляторів на будівлі, або на ввідних клеммах першого комутаційного апарату відного пристрою при повітряному відгалуженні. У випадку з кабельним вводом її встановлюють на наконечниках кабелів живлення на ввідних клеммах комутаційного апарату. За станом ввідних контактів слідкує споживач у видку з будинками, в інших випадках цим займається електропередавальна організація.

В електроустановках напругою 1000 В і вище ці точки встановлюються на з'єднанні прохідного ізолятора повітряної лінії з зовнішньої сторони ЗРП або на виході проводу з натяжного затискача в ВРП. В кабельних лініях вона встановлюється на їх наконечниках, та на наконечниках повітряних вводів. За станом контактних з'єднань відповідає організація експлуатуюча підстанцію.

У випадку коли електричні споживачі не належать жодному суб'єкту господарювання та електрична енергія через, які передається до мережі споживача. Мажа балансової належності та продажу електроенергії встановлюється на межі балансової належності споживача.

Засоби обліку встановлюються відповідно до умов ПУЕ, та обслуговуються балансоутримуючою організацією, або оператором засобів комерційного обліку на підставі укладеного договору. Відповідальність за збереження і цілісність приладів обліку електричної енергії та пломб несе

власник електроустановки або організація якій належить територія або приміщення де він розміщений.

Знаючи правила, експлуатації мереж, зокрема особливості приєднання нових установок ВДЕ до мережі, проводити оцінку місця більш простіше, оскільки відомі обмеження які встановлені для донної частини мережі.

1.2.2 Ринкові зв'язки, основні договори

Відповідно до Закону на ринку електричної енергії буде запроваджено нову модель ринку, стилізована модель якої наведено на рисунку 1.3. Основними змінами із запровадженням нової моделі ринку стануть зобов'язання учасників ринку повідомляти і виконувати погодинні графіки відповідно до обсягів купленої та проданої електричної енергії, нести фінансову відповідальність за врегулювання небалансів. Розширяться права і можливості споживача, який матиме змогу вільно змінювати електропостачальника, купувати електроенергію для власного споживання як за двосторонніми договорами, так і на організованих сегментах ринку за умови укладення ним договору про врегулювання небалансів.

При цьому процес реформування ринку електричної енергії спрямований на перехід до цільової моделі національного електроенергетичного ринку країн ЄС, яка передбачає в подальшому його об'єднання (market coupling) із сусідніми ринками в регіональний ринок і далі – в єдиний енергетичний ринок ЄС. Фундаментом організаційних та інституційних змін на ринку електричної енергії є запровадження нового нормативного поля для функціонування ринку електричної енергії та взаємовідносин між учасниками ринку, ключова роль у створенні якого належить Регулятору [2].

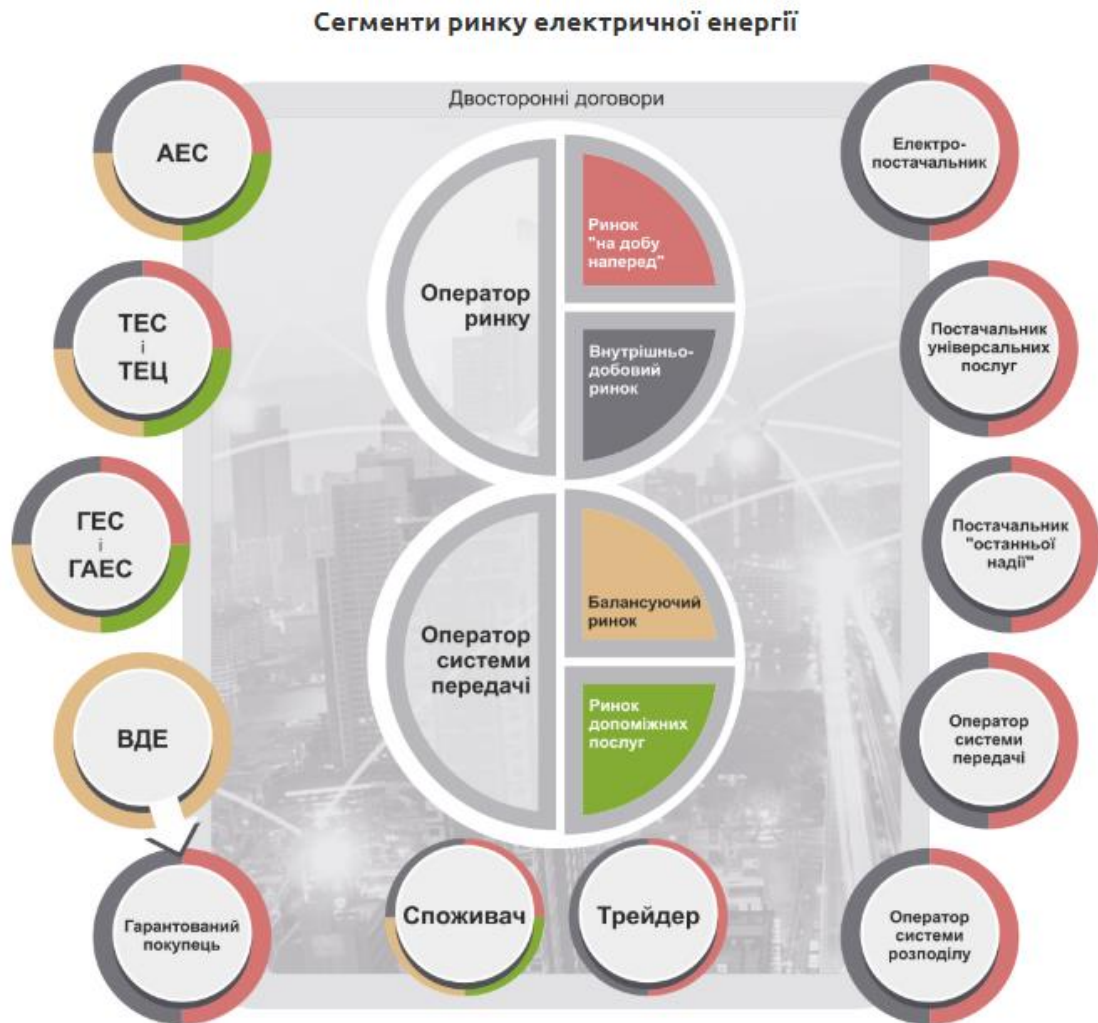


Рисунок 1.3 – Загальна структура ринку електричної енергії України [11]

Розглянемо деякі договори на основі яких будуються зв'язки між суб'єктами ринку, а саме тими, які впливають на предмет дослідження даної роботи.

Оператор системи передачі взаємодіє з оператором системи розподілу на основі ряду договорів а саме:

- договір про надання послуг з передачі електричної (на обсяг розподіленої електричної енергії з урахуванням технологічних витрат електричної енергії на її розподіл електричними мережами);
- договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління (на обсяг сумарного відпуску в мережу системи розподілу);
- договір про врегулювання небалансів електричної енергії;
- договір про участь у балансуєчому ринку;

- договір про надання допоміжних послуг (за бажанням).

В свою чергу оператор системи розподілу взаємодіє з оператором ринку на основі таких договорів:

- договір про участь на ринку "на добу наперед" та внутрішньодобовому ринку;
- договір про купівлю-продаж електричної енергії на ринку "на добу наперед";
- договір про купівлю-продаж на внутрішньодобовому ринку.

З електропостачальником укладається договір електропостачальника про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії.

Зі споживачем укладається типовий договір споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії та договір про надання послуг з компенсації перетікань реактивної електричної енергії.

Зі споживачем-власником мереж/основним споживачем укладається договір про спільне використання технологічних електричних мереж.

Споживачі що підключені до мережі ОСР а також споживачі ОСП заключають договір про надання послуг комерційного обліку з постачальником послуг електричної енергії та договір про постачання електричної енергії споживачу з електропостачальником.

Споживачі які підключені до мереж ОСР заключають з ним ряд договорів:

- типовий договір споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії;
- договір про надання послуг з компенсації перетікань реактивної електричної енергії (з власниками мереж або оператором системи розподілу);
- договір про надання послуг комерційного обліку (за бажанням);
- договір про спільне використання технологічних електричних мереж (споживачі -власники мереж).

Побутові та малі не побутові споживачі додатково заключають договір про постачання електричної енергії постачальником універсальних послуг.

Зокрема споживачі, які не обрали електропостачальника, та не здійснювали купівлю електричної енергії на ринку електричної енергії заключають типовий договір про постачання електричної енергії постачальником "останньої надії".

Виробник електричної енергії за зеленим тарифом та приватні домогосподарства заключають договір про постачання електричної енергії постачальником універсальних послуг та договір про купівлю-продаж електричної енергії за "зеленим" тарифом приватним домогосподарствам відповідно [14].

Споживачі що підключені до мережі ОСР а також споживачі ОСП заключають договір про надання послуг комерційного обліку з постачальником послуг електричної енергії та договір про постачання електричної енергії споживачу з електропостачальником.

На основі проведеного аналізу, можна зробити висновок що енергія генерована на ВДЕ повинна бути реалізована на ринку електричної енергії. Оскільки СЕС та ВЕС не є гарантованими джерелами видачі енергії, слід враховувати можливість їх застосування в тих аспектах ринку де їх вклад буде мати максимально позитивний характер та не ускладнюватиме роботу оператора ринку.

1.2.3 Приєднання електроустановок до системи розподілу чи системи передачі

Електроустановки, які можуть бути підключені до мережі ОСП вже були перераховані в попередньому пункті цього розділу, але слід виокремити деякі особливості при їх приєднанні.

Так як право на приєднання до мережі має будь-який замовник електричні установки якого відповідають встановленим технічним умовам на приєднання відповідно до кодексу системи передачі. Замовник бере на себе узгодження проектної документації з усіма зацікавленими сторонами, вирішення питань реконструкції або технічного переоснащення електромережі системи передачі, а також вирішує питання, які виникають при

виділенні земельних ділянок для розміщення об'єктів зовнішнього забезпечення.

Основним що слід виділити є те що приєднання нових електроустановок до системи передачі не має призводити до погіршення параметрів надійності та якості електричної енергії для інших користувачів. А також замовник зобов'язаний надати всю запитувану інформацію необхідну для планування режимів роботи енергосистеми.

Генеруючі одиниці, які приєднуються до мереж оператора системи передачі повинні відповідати технічним вимогам, які встановлюються Кодексом системи передачі. Зокрема технічним вимогам щодо стабільності частоти, щодо надійності генеруючих одиниць, щодо стабільності напруги, щодо управління системою передачі, щодо відновлення системи передачі, а також додатковим технічним вимогам [12].

Що до правил приєднання до мереж оператора системи розподілу, слід відокремити два види приєднань, залежно від відстані на величини потужності, стандартне приєднання та не стандартне приєднання:

Стандартне приєднання - це приєднання електроустановки замовника до діючих мереж оператора системи розподілу на відстань, що не перевищує 300 метрів по прямій лінії від місця забезпечення потужності до місця приєднання, яке диференціюється за ступенем потужності:

- перший ступінь - до 16 кВт включно;
- другий ступінь - від 16 кВт до 50 кВт включно;

нестандартне приєднання - приєднання до електричних мереж електроустановки, за умов приєднання якої ступені напруги в точці приєднання та точці забезпечення потужності не збігаються та/або за умови перевищення числових значень для стандартного приєднання, приєднання до електричних мереж суб'єкта господарювання, який не є ОСР [13];

Загалом вимоги щодо права на приєднання та умов на приєднання є такими ж як і у випадку з мережами оператора системи розподілу, тобто електроустановки, які підключаються до мережі не повинні призводити до

погіршення надійності мережі та не повинні нести негативного впливу на якість електричної енергії для інших користувачів мережі.

При стандартному приєднанні відбувається підписання договору про приєднання та його реєстрація ОСР. Після чого замовник здійснює оплату за приєднання встановлену в договорі про приєднання. ОСР підготує проект зовнішнього електрозабезпечення, а замовник в свою чергу подає розроблений ним проект на погодження з ОСР щодо відповідності вимогам технічних умов та узгодження технічних параметрів електричних мереж замовника.

Технічну частину будівельних робіт в електричних мережах від точки забезпечення потужності до точки приєднання електроустановок замовника виконує ОСР, а також подає електричну напругу в точку приєднання електроустановок замовника, улаштування вузла обліку виконує ОСР або незалежний постачальник послуги комерційного обліку за вибором замовника.

При нестандартному приєднанні має бути визначена сторонами відповідальність за проектування лінійної частини приєднання. Послуга з нестандартного приєднання надається на тих самих умовах що і при стандартному та проходить за тією ж процедурою, але має дещо інші строки надання послуги в залежності від потужності електроустановок, які приєднуються.

При приєднанні генеруючих потужностей вище 20 МВт здійснюється на підставі ТЕО вибору схеми приєднання, який визначає доцільність приєднання до електромереж ОСР або ОСП. Причому розробка ТЕО проводиться за рахунок замовника на основі вихідних даних наданих ОСР або ОСП. Висновки ТЕО ґрунтуються на різних варіантах можливості видачі потужності в мережу та рекомендуються замовнику як варіанти з найменшими для нього затратами. Замовник має обрати право будь-який з запропонованих варіантів приєднання.

У разі необхідності реконструкції або побудови нової лінії електропередачі ОСР, для надання можливості для підключення електрогенеруючої одиниці замовника, у випадку приєднання її до мережі

ОСП або існуючої електростанції, технічні умови повинні бути погоджені з ОСП.

Вартість нестандартного приєднання у всіх операторів системи передачі відрізняється та формується на основі наступних особливостей:

- регіон, область;
- оператор системи розподілу;
- територіально одиниця ОСР (місто, смт чи село);
- тип електроустановки (споживання чи генерація);
- категорія надійності електропостачання (I, II, III категорія);
- ступінь напруги в точці приєднання (0,4(0,23), 6(10);20, 35, 110(154) кВ);
- розташування точки приєднання (на межі земельної ділянки, на земельній ділянці);
- тип лінії електропередавання (повітряна чи кабельна лінія);
- потужність замовлена до приєднання, кВт;
- відстань від установки до точки в мережі, м.

Кінцева вартість приєднання формується з плати за потужність (грн/1 кВт без ПДВ) та плати за лінійну складову(грн/1 м без ПДВ). Ставки плати за нестандартне приєднання потужності та ставки плати за лінійну частину приєднання на 2020 рік затверджені постановою НКРЕКП від 22.11.2019 № 2461 та набувають чинності з 01.01.2020.

Розрахувати орієнтовну вартість приєднання можливо за допомогою онлайн калькулятора [15].

На основі даних про особливості приєднання електроустановок до мережі, можна оцінити затрати та можливості розміщення ВДЕ в різних вузлах мережі. Сукупні вимоги до приєднання свідчать, що оплата за модернізацію та будь-які зміни в мережі пов'язані з приєднання нової генерації покладені на власника генерації, а обов'язки з виконання робіт по підключенню та модернізації виконуються ОСР.

1.2 Аналіз проблем електричної мережі, проблеми розвитку нової генерації

В електроенергетичній галузі України існує багато проблем, які погіршують її роботу та не дають їй нормально розвиватися. Технічний стан електромережі та сукупної інфраструктури галузі доходить до критичного показника через перевантаженість окремих вузлів та ліній енергосистеми, через високий ступінь зношеності обладнання, застарілі технології, низький рівень використання приєднаної договірної потужності та несприятливий інвестиційний клімат.

На більшій частині електричних станцій запроектований ресурс служби електрообладнання вже вичерпано і вони вже більше 10 років експлуатуються в понаднормовий період експлуатації. Як, наприклад, із 75 енергоблоків електростанцій, які працюють на тепловій енергії 68 енергоблоків (16962 МВт або 78,7%) експлуатується понад парковий термін експлуатації, 2 енергоблоки (600 МВт або 2,8%) експлуатується понад граничний термін експлуатації і 5 енергоблоків (4 000 МВт або 18,6%) експлуатується понад проектний термін експлуатації. При цьому у 2018 році з експлуатації було виведено 8 енергоблоків. Технічний стан енергоблоків генеруючих компаній теплових електростанцій за ресурсом роботи станом на 01.01.2019 наведено в додатку А.

Інвестиційний клімат теж знаходиться в несприятливих умовах оскільки підходи, що застосовуються для регулювання, є застарілими та не відповідають вимогам нового ринку. Це стало причиною відсутності коштів на закупку нового обладнання та проведення модернізації старого. До цього призвели неефективна система тарифоутворення «витрати плюс», а саме інансування компаній недостатнє та за залишковим принципом (частка у тарифі на рівні 6–8%) Відсутність необхідних інвестицій у модернізацію мереж. Одним із проблемних залишається питання недостатнього рівня оплати за куплену електричну енергію на оптовому ринку електроенергії, що призводить до накопичення заборгованості перед її виробниками.

Вирішити перші дві проблеми можливо шляхом переходу розподільних компаній на RAB-регулювання, а також розробкою нової енергетичної стратегії з орієнтацією на залучення та захист інвестицій.

Виникає проблема із забезпеченням безперебійного постачання електроенергії споживачам, хоча встановлена потужність генерації в ОЕС України суттєво перевищує пікові навантаження, по причині застарілості обладнання та недостатню кількість запасів первинного палива на теплових електростанціях виникає дефіцит резервних потужностей.

Вирішення цієї проблеми можливе двома шляхами, створенням потужних міждержавних енергетичних зв'язків що надасть можливості енергосистемі України щодо диверсифікації джерел постачання електроенергії в періоди недостатності внутрішнього виробництва для забезпечення безперебійного постачання електричної енергії споживачам, а також введенням генерації з ВДЕ в балансуєчу групу ринку електричної енергії.

Також окрім проблем з генерацією в енергосистемі України наявні проблеми пов'язані з технічним станом системи розподілу електроенергії. Причиною цього як і у випадку з генерацією став високий рівень зношування мереж електропостачання, трансформаторів та периферійного обладнання, він становить більш ніж 60%. На сьогодні витрати в мережах сягають рівня 20% від загального обсягу переданої електроенергії. Наслідком в короткостроковій та середньостроковій перспективі стануть системні порушення в постачанні електроенергії споживачам, знеструмлення об'єктів, що можна проаналізувати з показників SAIDI та SAIFI, які наведені в додатку А [2].

Вирішення цієї проблеми можливе методом переходу розподільних мереж від трирівневої системи (110-35-10 кВ) до дворівневої системи (110-20 кВ), а також запровадження двоставкового тарифу на електричну енергію.

Низький рівень використання приєднаної договірної потужності, до 20%. Така проблема виникла із за невинновданого навантаження на основні фонди енергорозподільних компаній, складності в приєднанні нових

споживачів, наявність споживача з генерацією який викликає реверсування потужності. Крім того, сучасні технології дозволяють споживачам встановлювати дахові СЕС та вітрові турбіни для домогосподарств, тим самим не лише споживати енергію, а й виробляти. Особи, які споживають і виробляють електроенергію, називаються просьюмерами. Збільшення кількості просьюмерів впливає на роботу мереж операторів системи розподілу.

Тому майбутні електромережі повинні розвиватися як Smart-технології. Це передбачає адаптивні системи, які можуть різко змінити роль споживача, перетворивши його з «пасивного» на «активного» гравця ринку. Проблема вирішується збільшенням коефіцієнта використання приєднаної потужності та зниженням невиробничих витрат енергорозподільних компаній.

Окремим питанням є якість електричної енергії, коротко охарактеризуємо стандарти якості відповідно до ДСТУ EN 50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності»

Для мереж низької напруги стандартна номінальна напруга має значення 220 В між провідниками нульовим та фазним або між фазними. А зміна напруги не повинна перевищувати $\pm 10\%$ від величини номінальної напруги. Частотні характеристики для мережі низької напруги повинні знаходитись в межах: для синхронно приєднаних систем 50 Гц $\pm 1\%$ протягом 99,5% часу за рік та 50 Гц $+4\%$ (-6%) протягом 100% часу; для систем без синхронного приєднання 50 Гц $\pm 2\%$ протягом 99,5% часу за рік та 50 Гц $+15\%$ протягом 100% часу. Сумарний коефіцієнт гармонічних спотворень напруги електропостачання повинен бути меншим чи дорівнювати 8%.

Для мереж середньої напруги зміщення напруги повинно знаходитись в межах $\pm 10\%$ від величини декларованої напруги, при відсутності зв'язку з об'єднаною енергосистемою змінення напруги повинно знаходитись в межах $+10\%$, -15% . Для високої напруги електропостачання не наведено норми на змінення напруги електропостачання, оскільки користувачі що під'єднані до цієї мережі мають індивідуальні контракти.

Проблема компенсації реактивної потужності також займає важливе місце в списку проблем мережі, хоча ця проблема вже має технічне рішення, але недостача в мережі реактивної потужності та недостатня кількість компенсаційних установок, змушують шукати додаткові шляхи вирішення цієї проблеми одним з яких можуть стати правильно розміщені установки генерації електричної енергії. Наведемо деяку статистику відносно показників реактивної потужності в мережі на кінець 2018 року та кінець 2019(табл. 1.4).

Таблиця 1.4 – Динаміка змін показників реактивної потужності в електромережі України

Параметр / Рік аналізу	2018	2019
Рівень компенсації реактивної потужності, %	53,4	60,1
Споживання реактивної електроенергії з мереж електропередавальних організацій,(млн.кВАр·год)	26 619,0	26 030,4
Генерація реактивної електроенергії з мереж споживачів в мережі електропередавальних організацій, (млн.кВАр·год)	991,7	1103,1
Сплачено споживачами за реактивну електроенергію, (млн. грн.)	1 836,2	1 626,4
Кількість споживачів, залучених до розрахунків за перетікання реактивної електроенергії, (шт)	68 674	87 990
Приєднана потужність компенсуючих установок, тис. кВАр	17 995,1	17 954,3
Введено компенсувальних установок, кВАр	160,147	136,46
Демонтовано компенсувальних установок, тис. кВАр	110,41	143,3

Проблема перевантаженості окремих вузлів та ліній енергосистеми виникає із за нераціонального розміщення установок генерації, а зокрема збільшення кількості ВДЕ що мають стохастичний характер генерації. Збільшення енергоозброєності споживачів, а також стохастичність споживання електричної енергії. Так-як протягом останніх років було видано

значну кількість ТЕО на приєднання відновлювальних джерел енергії, і їх кількість продовжить зростати, і більшість яких буде розміщена в південних енергосистемах. При видачі ТОЕ не закладається потужність ВДЕ, які тільки планується побудувати, а лише враховують існуючий стан мережі. З іншого боку якщо запланована потужність ВДЕ не буде введена в модернізовану мережу виникають проблеми з забезпеченням споживачів та передавальною здатністю ліній.

Тому для вирішення проблеми вибору місць розміщення ВДЕ, а зокрема раціоналізація вибору точок вводу потужності в мережу потрібно проводити дослідження. Значну увагу слід приділити пропускній здатності електричної мережі, наявності вузлів для введення потужності або за їх відсутності можливостей для побудови нових. Наявності інших генеруючих одиниць, характеру графіка споживання, розміщення потужних та активних електроспоживачів в околі розглянутої точки в мережі, а також характеру генерації запланованої до вводу генеруючої одиниці. Це задачі оперативного моделювання поведінки ВДЕ, розгляд ремонтних схем, аналіз питань стійкості, задачі перспективного моделювання розвитку мережі.

Висновки за 1 розділом

Проведено аналіз структури та стану електричних мереж України, виявлено основні проблеми пов'язані зі зносом ліній електропередачі, станом трансформаторних підстанцій, обладнанням РЗ та ПА. Визначено структурні особливості мереж на рівні підпорядкування ОСР та споживача.

Проаналізовано нормативні вимоги щодо організації роботи суб'єктів ринку в частині приєднання нових установок до електричної мережі та організації функціонування малої енергетики.

Виявлені основні проблеми розвитку відновлювальної енергетики, а саме: зношеність мереж, несприятливий інвестиційний клімат, низька гнучкість енергосистеми, відсутність розвинутої системи прогнозування,

низький рівень використання приєднаної потужності, проблеми пов'язані з компенсацією реактивної потужності та інші.

Принциповим питанням для проведення досліджень, є аналіз характеристик обладнання ВДЕ та формування на основі проведеного аналізу, переліку критерії, які повинні бути враховані при розміщенні ВДЕ.

РОЗДІЛ 2

ФОРМУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ (ХАРАКТЕРИСТИК) ГЕНЕРУЮЧОГО ОБЛАДНАННЯ

2.1 Аналіз генеруючих об'єктів та їх основних функціональних особливостей

Для формування коректного списку параметрів та раціональної оцінки впливу ВДЕ на електричну мережу, слід провести аналіз генеруючих потужностей ОЕС України, а також оцінити яке місце в ній займають джерела відновлювальної енергії. Проаналізувати тенденції розвитку ВДЕ в Україні, оцінити можливість їх використання разом з традиційними джерелами енергії. Зокрема, оцінити принципи їх роботи та вплив на електроенергетичну систему.

2.1.1 Аналіз тенденцій розвитку генеруючих потужностей в Україні

На кінець 2019 року загально встановлена потужність електричних станцій ОЕС України (за виключенням енергогенеруючих об'єктів Кримської електроенергетичної системи та неконтрольованої території Донбаської електроенергетичної системи) складає 49,7 ГВт, до її складу входить 56,2% теплових електростанцій (ТЕС, ТЕЦ, блок-станцій) 27,8% - атомних електростанцій (АЕС), 12,6% - гідроелектростанції (ГЕС) включаючи і гідроакumuлюючі електростанції (ГАЕС), 3,4% генерації припадає на електростанції альтернативної енергетики (ВЕС, СЕС, БіоЕС). Загальна структура розвитку встановленої потужності електричних станцій ОЕС України, з 2015 року без урахування Кримської ЕЕС та з 2017 року без урахування ТНКТ Донбаської ЕЕС, показана в таблиці 2.1, а також графічно представлено на рисунку 2.1 [16].

Таблиця 2.1. – Встановлена потужність електричних станцій ОЕС України [16]

Рік	Сумарна встано влена потужність	АЕС	%	ТЕС ГК	%	ТЕЦ та інші ТЕС	%	ГЕС та ГАЕС	%	ВЕС СЕС та БіоЕС	%
2012	53,8	13,8	25,7	27,4	51	6,5	12,1	5,5	10,2	0,6	1,1
2013	54,5	13,8	25,4	27,6	50,7	6,6	12,2	5,5	10	0,9	1,7
2014	55,1	13,8	25,1	27,6	50,3	6,6	12	5,9	10,6	1,1	2
2015	54,8	13,8	25,2	27,8	50,7	6,5	11,8	5,9	10,7	0,8	1,5
2016	55,3	13,8	25	27,8	50,7	6,5	11,8	6,2	11,2	1	1,7
2017	51,7	13,8	26,7	24,6	50,3	5,9	11,5	6,2	12	1,2	2,3
2018	49,7	13,8	27,8	21,8	47,5	6,1	12,3	6,2	12,6	1,7	3,4
2019	51,7	13,8	26,7	21,8	43,9	6,1	11,9	6,3	12,2	3,7	7,2
2020	53,8	13,8	25,7	21,8	42,5	6,1	11,3	6,3	11,7	5,8	10,8

Аналізуючи таблицю 2.1, а також графік на рисунку 2.1 можна стверджувати що в структурі генерації ОЕС України нетрадиційні джерела енергії збільшують свій кількісний показник з 2010 року, хоча присутнє деяке падіння в 2015 причина чого пояснена раніше. В останні 3 роки збільшення встановленої потужності нетрадиційних джерел енергії в Україні подвоюється з кожним роком, що кардинально відрізняється в порівнянні з потужністю інших джерел генерації, та прогнозовано досягне більше 10% в 2020 році.

Основа генеруючої потужності ОЕС України в основному згрупована на трьох основних стовпах це:

- 4 атомних електростанції а саме з 13 енергоблоків по 1 000 МВт та 2 енергоблоки 415 та 420 МВт;
- 8 гідроелектростанцій на р. Дніпро та р. Дністер з загальною кількістю гідроагрегатів 103 шт., та 3 гідроакумулюючих станцій площею 11 ГА та потужністю від 33 МВт до 324 МВт;
- 12 ТЕС з сумарною кількістю енергоблоків 75 одиниць потужністю відповідно 150 МВт - 6 шт., 200 мВт – 31 шт., 300 МВт -32 шт.,

800 МВт- 6 шт. А також 3 турбогенератора, та 3 великих ТЕЦ з енергоблоками 100 (120) МВт та 250 (300) МВт.

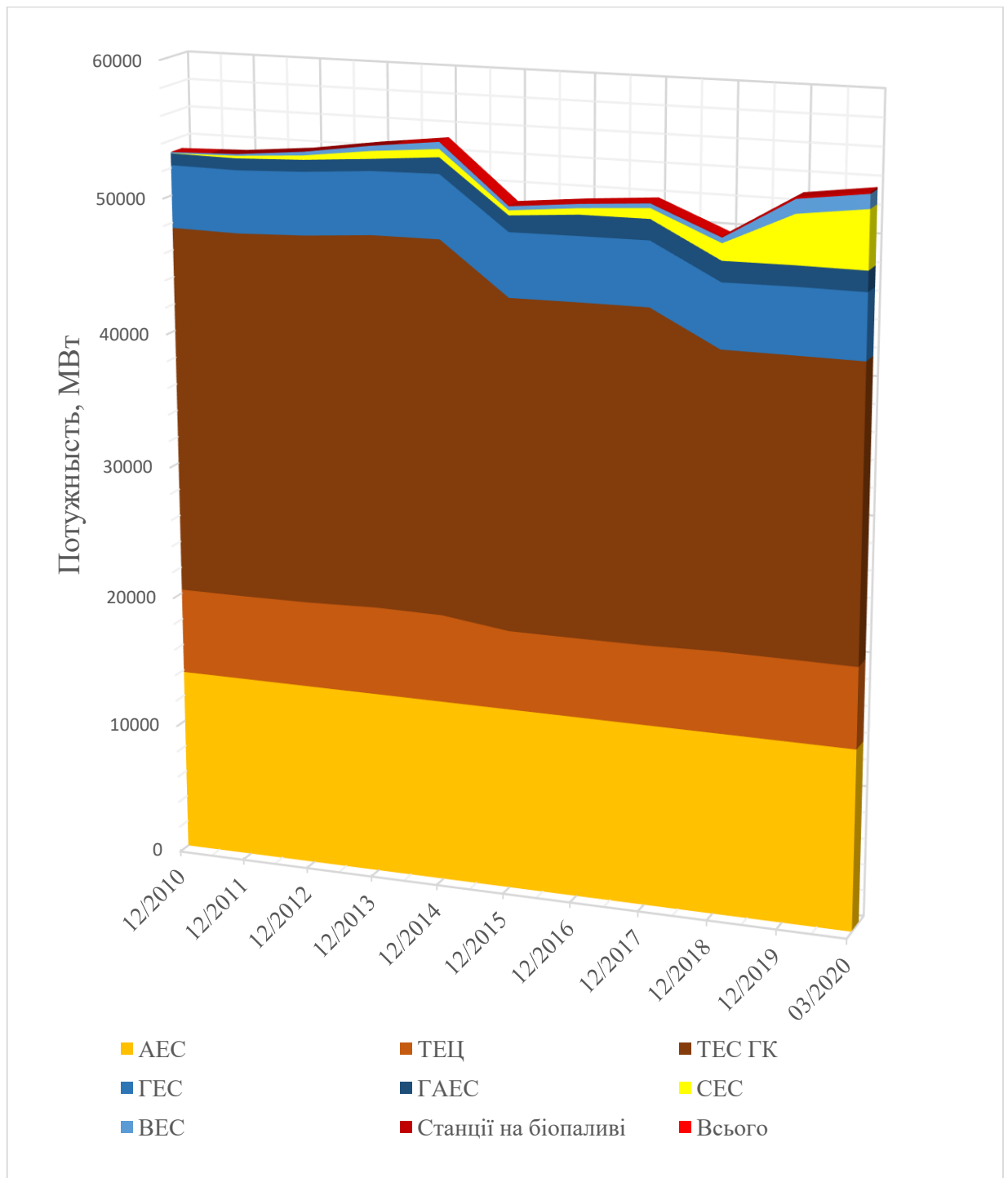


Рисунок 2.1 – Структура встановленої потужності електростанцій ОЕС України [16]

Атомні електричні станції рівномірно забезпечуючи покриття базисного споживання, та нездатні до швидкої зміни видаваної потужності. На більшій частині енергоблоків встановлені реактори серії ВВЕР-1000 (модель В-320), які працюють зверх проектного 30-річного ресурсу детальніше в додатку А.

ГЕС і ГАЕС забезпечують перекриття пікового споживання, а ГАЕС додатково робить внесок в згладжування нічних «провалів» споживання електроенергії.

Основними станціями в тепловій електроенергетиці є пилові енергоблоки високих параметрів пари (13 МПа, 545 °С) потужністю 150-200 МВт та пиловугільні і газомазутні енергоблоки надкритичних параметрів (24 МПа, 545 °С) потужністю 300 та 800 МВт на конденсаційних електростанціях. Слід виокремити що за останні 4 роки газомазутні енергоблоки в ОЕС України не застосовувалась. Реконструкцію пройшло лише 20% енергоблоків, решта ж блоків підтримується в робочому стані лише шляхом капітальних та поточних ремонтів (додаток А).

ВДЕ з кожним роком роком все стрімкіше нарощує свій темп розвитку(табл. 2.2), атакож свою частку на ринку електричної енергії. Від'ємний приріст в сукупній потужності генерації СЕС виник по причині втрати доступу до ВЕС на те ТНКТ. Станом на 01.10.2019 встановлена потужність ВДЕ в ОЕС України розподілилась наступним чином [16]:

- ВЕС – 697,9 МВт;
- СЕС – 2514,8 МВт;
- БіоЕС – 108,3 МВт.

Таблиця 2.2 – Динаміка приросту ВДЕ в Україні з 2011 по 03.2020р [16]

Тип	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	03.2020
СЕС	179,4	130,3	245,6	18,6	-222,9	98,87	300,43	466,4	2330,6	675,9
ВЕС	35,1	141,5	108,9	137	-219,2	10,9	28	60,6	636	11,5
БіоЕС	0	0	0	35,4	17	10,2	34,3	1,8	43,8	9,4

В Україні стрімко розвиваються СЕС, що викликає появу питання регулювання графіку генерації традиційних джерел енергії, в свою чергу виникає потреба в нових швидкоманеврених резервах, які потрібно споруджувати з тією ж швидкістю з якою розвиваються ВДЕ. Відповідно кількість блоків ТЕС має тенденцію до зменшення що знижує. І без того слабо маневрену систему.

2.1.2 Основні характеристики різних типів ВДЕ

Так як питання вибору місця для розміщення нових електрогенеруючих станцій в ОЕС України ставиться в основному для ВДЕ, оскільки вибір місць для розміщення традиційних джерел генерації визначаються структурою енергосистеми та наявністю інфраструктури для забезпечення коректного їх функціонування.

Для ВДЕ основними є питання наявності вільних територій під розміщення станції, наявності електричної мережі для вводу потужності, рівень інсоляції для СЕС та інтенсивність вітру для ВЕС. Для детальнішого розуміння цих питань розглянемо основні особливості роботи обладнання ВДЕ та фізичні процеси на яких основана їх робота.

Для отримання електричної енергії з енергії вітру слід спершу перетворити останню в механічну, цей процес відбувається за допомогою вітротурбін. У загальному вітротурбіни розділяють на горизонтальні та вертикальні, найбільшого поширення в Україні та світі зазнали трилопотеві тихохідні турбіни з горизонтальною віссю. Потужність потоку повітряної маси $P_{пов}$, що рухається зі швидкістю v_v , через поперечний перетин A , який визначається площею ротора вітротурбіни, обчислюється за наступною формулою [17]:

$$P_{пов} = \frac{1}{2} \rho A v_v^3, \quad (2.1)$$

де ρ – щільність повітря. Відповідно до (2.1) потужність вітротурбіни $P_{ВТ}$ можна визначити як

$$P_{BT} = \frac{1}{2} \rho c_p A v_B^3, \quad (2.2)$$

де c_p – характеристичний коефіцієнт, що визначає частину енергії, яку може сприйняти турбіна з вітрового потоку. Турбіна не може сприйняти весь вітровий потік який на неї потрапляє, значення характеристичного коефіцієнта турбіни $c_p^{max} = 0,599$, цей коефіцієнт був визначений фізиком Альбертом Бетцом. Фактичне значення c_p у віротурбінах, які експлуатуються знаходиться між 0,25...0,45 в.о., додатково значення цього коефіцієнта залежить від відношення швидкості обертання турбіни. Номінальна швидкість вітру для роботи турбіни знаходиться в межах від 12...16 м/с до 20...25 м/с для різних прикладів турбін.

На поточний час у вітроустановках широко використовуються генератори з постійною та змінною швидкостями обертання. Особливістю роботи вітроустановок з генераторами з постійною швидкістю обертання є те, що незалежно від швидкості вітру швидкість обертання ротора віротурбіни залишається незмінною і визначається частотою зовнішньої мережі, коефіцієнтом передачі, а також конструктивними особливостями генератора.

Асинхронному генератору для створення обертового магнітного поля необхідно споживати реактивну потужність з мережі, тому необхідно використовувати компенсаційні установки. Проте асинхронний генератор з подвійним живленням дає змогу здійснювати регулювання реактивної потужності у точці підключення вітроустановки до зовнішньої мережі.

За останні кілька років у світі також набули поширення генератори зі змінною швидкістю обертання. Основний принцип роботи таких генераторів полягає у тому, що кутова швидкість обертання віротурбіни ω_T змінюється (збільшується або зменшується) залежно від швидкості вітру v_B . Таким чином, відношення швидкості обертання турбіни підтримується на оптимальному рівні. У свою чергу це дає змогу забезпечити максимальне значення характеристичного коефіцієнта турбіни c_{pmax} та потужності віротурбіни за формулою (2.2). Крім того, на відміну від генераторів з постійною швидкістю

обертання, генератори зі змінною швидкістю обертання дають можливість підтримувати постійний момент генератора, при цьому флуктуаційні зміни швидкості вітру компенсуються за рахунок зміни швидкості генератора [18].

Асинхронний генератор з подвійним живленням дає змогу здійснювати регулювання реактивної потужності у точці підключення вітроустановки до зовнішньої мережі. Перетворювач П1 здійснює незалежне регулювання активної та реактивної потужностей, перетворювач П2 підтримує задане значення постійної напруги у ланцюзі ротора обмежуючи генерацію реактивної потужності обмоткою ротора. Особливістю генератора з подвійним живленням є можливість зміни кутової швидкості обертання його ротора в широкому діапазоні, що дає змогу підтримувати максимальне значення характеристичного коефіцієнта турбіни, а отже, і потужності вітротурбіни $P_{ВТ}$ для різних швидкостей вітру $v_{в}$.

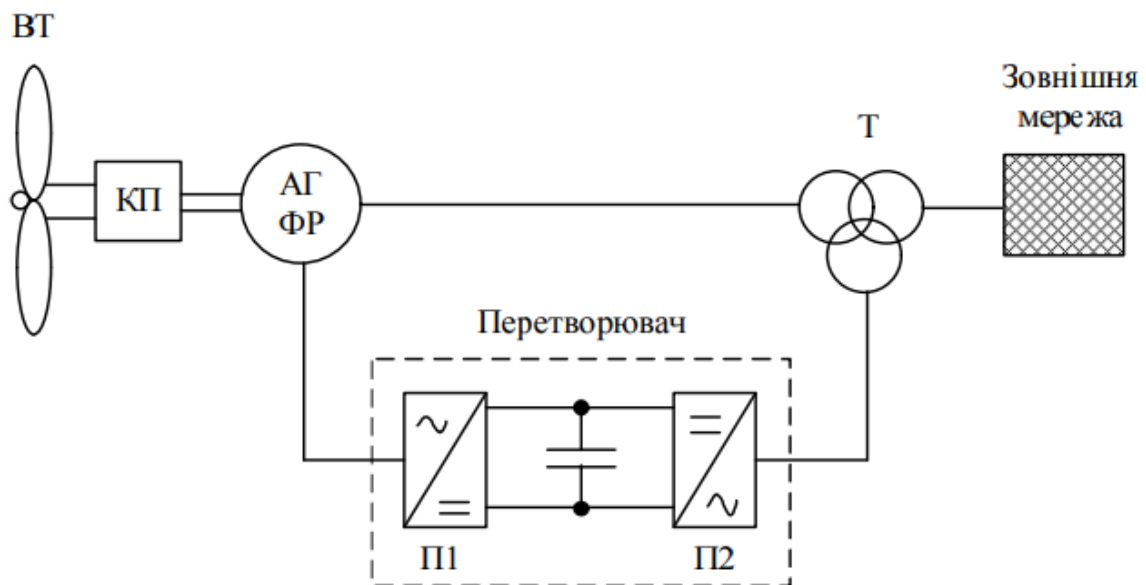


Рисунок 2.2 – Асинхронний генератор з подвійним живленням [23]

У вітроустановках зі змінною швидкістю обертання використовуються асинхронні або синхронні генератори, а також силові перетворювачі, що дає змогу здійснювати гнучке регулювання швидкості генератора. Таким чином, флуктуації потужності, спричинені змінною швидкістю вітрового потоку,

згладжуються головним чином зміною швидкості обертання ротора генератора і, як наслідок, ротора вітротурбіни [19].

Генератор з повним перетворювачем. У вітроустановках такого типу вітрогенератор підключається до зовнішньої мережі через перетворювач, який має забезпечувати видачу активної та реактивної потужностей генератора у мережу (рис. 2.3). Генератори з повним перетворювачем дають змогу здійснювати незалежне регулювання активної та реактивної потужностей, що відкриває можливості щодо гнучкого регулювання напруги або коефіцієнта потужності за вимогою системного оператора.

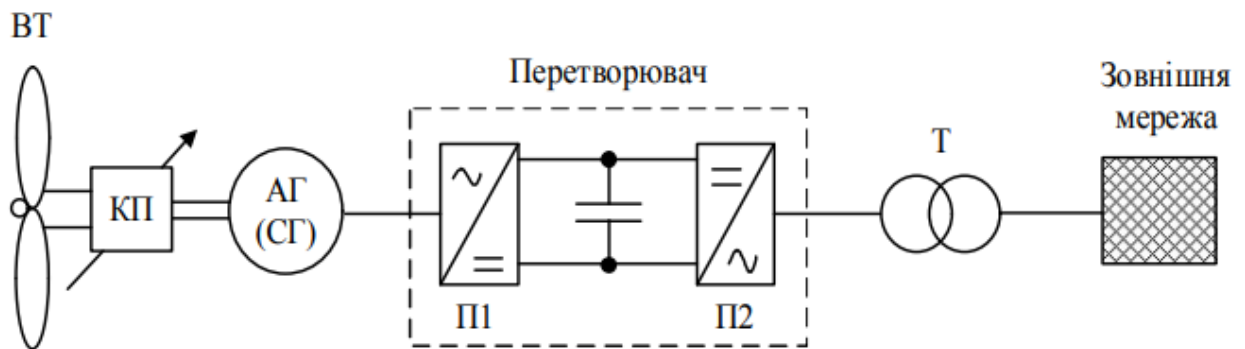


Рисунок. 2.3 – Генератор з повним перетворювачем з підключенням через коробку передач зі змінним передатним числом [23]

Наступним пунктом в розумінні ВДЕ є розуміння фізичних процесів роботи сонячних електростанцій. В енергосистемах світу та України широко використовуються фотогальванічні сонячні електростанції. В яких перетворення енергії сонячного випромінювання в електричну енергію здійснюється фотогальванічним елементом (ФГЕ), а для перетворення електричної енергії з постійного на змінний струм використовується відповідний інвертор (рис. 2.4).

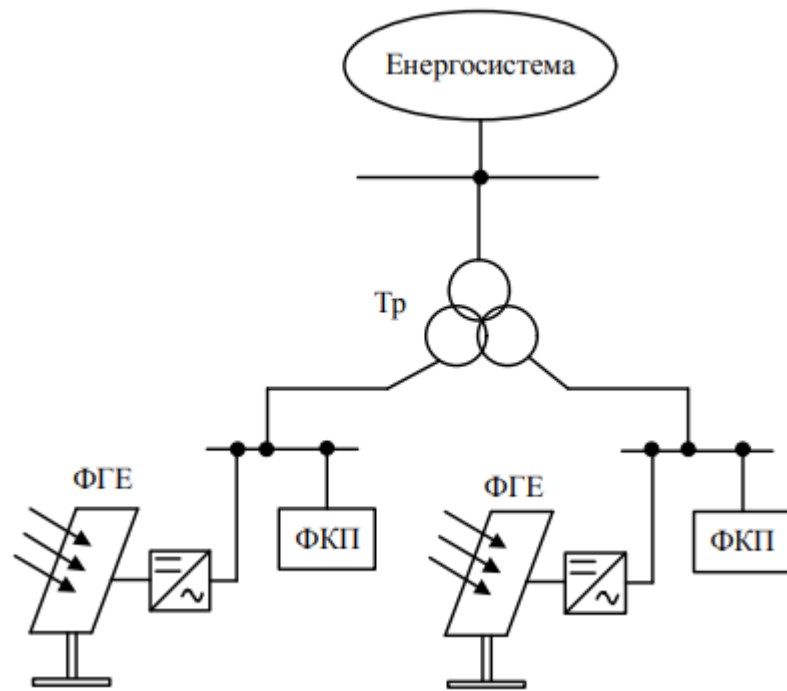


Рисунок 2.4 – Структурна схема інверторної станції СЕС [23]

Фільтрокомпенсуючий пристрій (ФКП) призначений для подавлення гармонік, які виникають в інверторі, та запобігання їх розповсюдженню у мережу змінного струму. Подальше перетворення електричної енергії, яка виробляється на окремій інверторній станції СЕС, здійснюється за допомогою двообмоткового трансформатора Tr з розщепленою обмоткою низької напруги.

Детальніше розглянемо процеси в основних елементах СЕС.

Фотоелемент являє собою електронний пристрій, у якому в результаті поглинання енергії падаючого на нього оптичного випромінювання генерується фотоелектрорушійна сила, або фотострум. Дія фотоелемента ґрунтується на фотоелектронній емісії або на внутрішньому фотоелекті. Фотоелектричний елемент, дія якого ґрунтується на внутрішньому фотоелекті, являє собою напівпровідниковий прилад із гомогенним електронно-дірковим переходом (р-п переходом), напівпровідниковим гетеропереходом або контактом метал напівпровідник.

Основними характеристиками фотоелемента є:

1. інтегральна чутливість – відношення фотоструму до потоку світла, що його спричиняє, при короткозамкнутих виводах у напівпровідникових фотоелементах;
2. спектральна чутливість – величина, що визначає діапазон значень довжини хвиль оптичного випромінювання;
3. вольт-амперна характеристика – залежність величини фотоструму від напруги на фотоелементах при постійному значенні світлового потоку; дозволяє визначити оптимальний робочий режим фотоелемента;
4. ККД або коефіцієнт перетворення сонячного випромінювання – відношення електричної потужності фотоелемента до падаючої світлової потужності при номінальному навантаженні.

Фотоелементи працюють за рахунок фотоефекту у напівпровідникових структурах з р-п переходами, на так званому вентильному фотоефекті, безпосередньо перетворюють падаюче на них сонячне випромінювання в електричну енергію, таким чином, являючись її генераторами. На відміну від фотоопорів і фотоелементів із зовнішнім фотоефектом, вони не потребують джерела зовнішньої напруги.

Кремнієві фотоелементи, а в останній час і фотоелементи з арсеніду галію та інших широкозонних напівпровідників, завдяки високому ККД, що досягає у кращих зразків 15-22% (а при використанні складних каскадних систем на їх основі – навіть 27-30%), широко застосовуються як фотоелектричні перетворювачі сонячного випромінювання або сонячні елементи. З середини 2009 року компанія Spectrolab (підрозділ Boeing, США) розпочала серійний випуск сонячних батарей із застосуванням нанотехнологій (середній ККД – 38,5%)[20].

Наступною складовою СЕС є мережевий інвертор який перетворює електричну енергію постійного струму в змінний струм для передачі енергії в електричну мережу 240 В частотою 50Гц. Мережевий інвертор повинен стежити за фазою мережі і, з дуже високою точністю, безперервно підтримувати вихідну напруги вище напруги мережі. Для сучасних інверторів

є характерним фіксований коефіцієнт потужності, а випередження фази знаходиться в межах 1 градуса від мережі змінного струму. Керування інвертором здійснюється за допомогою мікро процесора, який стежить за поточною фазою напруги змінного струму і видає напругу яка точно відповідає напрузі мережі. Проте необхідна генерація і реактивної потужності в мережу для підтримки напруги в локальній мережі в межах допустимих значень, оскільки можливе виникнення перенапруги в моменти пікової генерації що характерно для потужних систем [21]. При виборі інверторів враховують наступні їх характеристики:

- вхідна напруга;
- номінальна і максимальна потужність;
- форма вихідного струму;
- кількість захисних механізмів;
- ККД;
- кількість ввідних стрінгів;
- наявність незалежних МТР контролерів;
- споживчі втрати без навантаження;
- наявність режиму очікування;
- оптимальний температурний діапазон роботи[22].

Таким чином технології ВДЕ мають різні особливості, які розрізняють не лише СЕС та ВЕС між собою, а навіть технології в середині їх структури. Зокрема, вітрові турбіни мають різний тип регулювання та виводу потужності в електричну мережу. В СЕС основне місце зайняли фотогальванічні сонячні електростанції, по причині простоти в спорудженні та експлуатації, на відміну від концентраційних СЕС.

2.1.3 Аналіз впливу ВДЕ на електричну мережу

При приєднанні до електричної мережі ВЕС та СЕС, існує ряд вимог, які регулюють рівні напруги для вибору установок стаціонарного та системного

захисту. Також ВЕС та СЕС беруть участь в протиаварійному управлінні з метою недопущення та ліквідації аварій в енергосистемах, що вимагає аналізу існуючих та перспективних балансів потужності, розрахунків усталених режимів і стійкості енергосистеми.

Розглянемо типову схему підключення електростанції ВЕС/СЕС (рис. 2.4), вона складається з наступних елементів:

1. Точка приєднання станції (шини підстанції).
2. Мережа видачі потужності станції (шини та лінії по яким видається потужність до точки приєднання).
3. Шини збору потужності (шини ЦПС ВЕС).
4. Мережа збору потужності (кабельні лінії якими потужність передається від шин генерації до шин збору потужності).
5. Шини до яких приєднується безпосередня генерація.

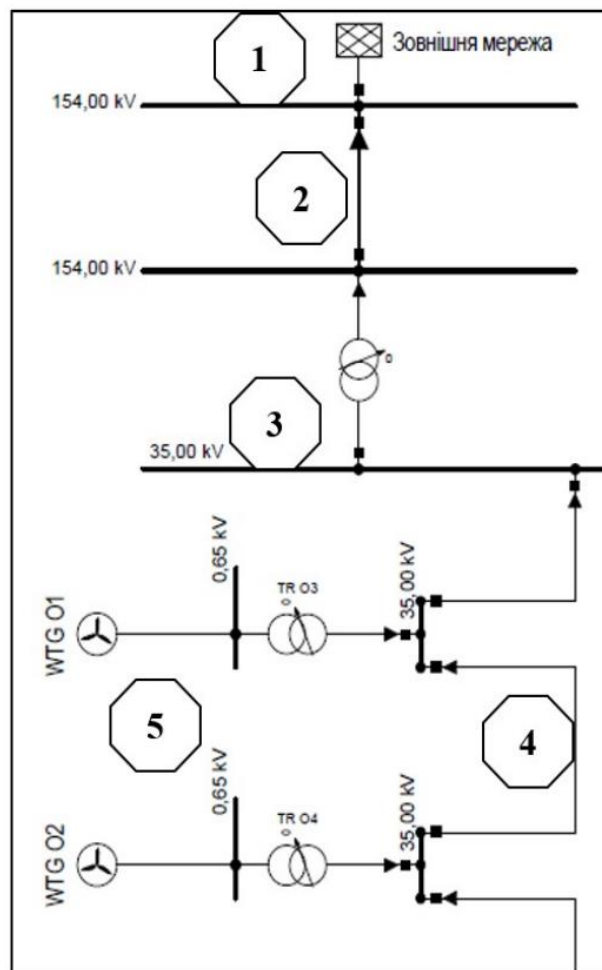


Рисунок 2.5 – Типова схема приєднання ВЕС/СЕС [23]

В сучасних ВЕС та СЕС за рахунок використання інверторів та подвійного перетворення енергії на вставках постійного струму за частотою генерація відділена від енергосистеми та практично не впливає на її аперіодичну стійкість [23].

Основні можливі види впливу СЕС на режими роботи енергосистеми, причини виникнення та необхідність у режимних і протиаварійних заходах щодо послаблення їх негативного впливу приведені в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Особливості впливу СЕС на роботу електричної мережі

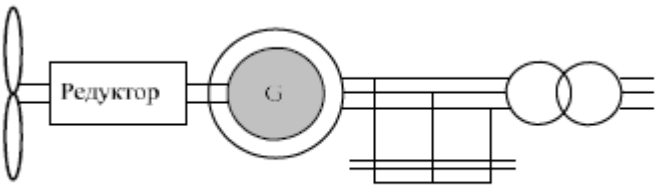
№ п/н	Проявлення	Причини виникнення	Заходи
1.	Погіршення динамічної стійкості синхронної роботи традиційних електростанцій з ростом сумарної потужності на СЕС.	Зниження загальної постійної інерції енергосистеми з причини витіснення СЕС частини традиційних ел/ст. з балансу енергосистеми за відсутності на СЕС синхронних мас, що обертаються.	Додаткова перевірка динамічної стійкості традиційних ел/ст. і за необхідності вдосконалення існуючих пристроїв ПА
2.	Негативний вплив на якість електроенергії, що особливо виявляється в слабкій мережі при електричному віддаленні ТП СЕС від генерації традиційних ел/ст.	Інвертори СЕС є джерелом гармонічних спотворень форми напруги у широкому спектрі частот.	Використання більш досконаліших інверторів і додаткових фільтрів. Посилення мережі в ТП СЕС
3.	Проблеми видачі потужності СЕС (відключення СЕС) при зниженні робочої напруги в точці приєднання СЕС більше ніж на 10% в аварійних режимах.	1. Надлишкова чутливість інверторів СЕС до рівня напруги. 2. Низька чутливість пристроїв Р.З. з причини практичної відсутності підживлення КЗ від СЕС $I_{к.з} \approx I_{роб}$.	Підтримання рівня напруги в точці приєднання $\geq 0.9 U_{роб}$. Посилення мережі в ТП СЕС. Використання додаткових Джерел реактивної потужності.
4.	Можливість виникнення коливання (флуктуації) потужності в точці приєднання СЕС.	Коливання потужності СЕС з причини інтенсивного проходження хмар Властивість нелінійних систем (наявність в	Забезпечення достатнього запасу стійкості у перетинах. Посилення мережі в ТП СЕС.

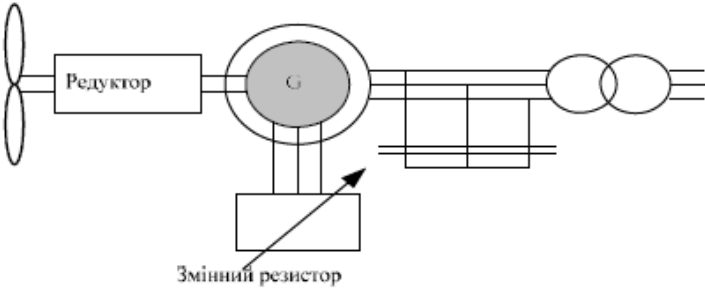
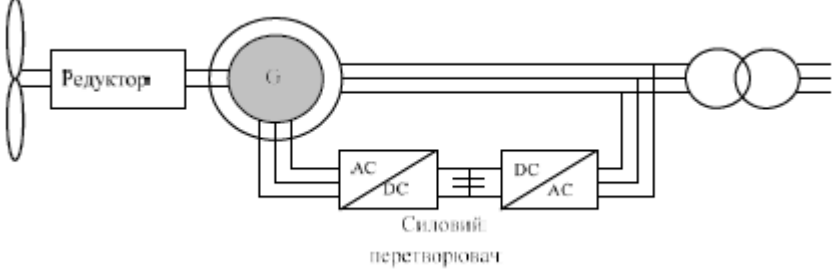
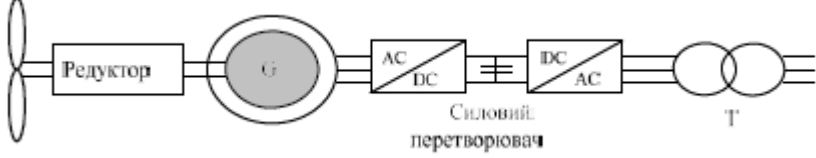
		складі інверторів управляючих тиристорів)	
5.	Нерівномірний графік потужності.	Зміна сонячної радіації (день-ніч, зміна кута падіння сонячного променя, хмарність, екологічні зміни в атмосфері). Зміна температури сонячних елементів (при нагріві зниження, а при охолодженні підвищення потужності)	Підтримання при необхідності додаткового резерву потужності на традиційних ел/ст.

Сучасні вітроелектричні установки підключаються до електричної мережі через силові інвертори та автоматично регулюють режим роботи вітротурбіни тому вони спроможні додатково надавати послуги енергосистемі по регулюванню частоти, напруги, та балансу потужності.

Аналізуючи стандарт МЕК 61400-27-1, який застосовується при моделюванні та аналізі роботи системи, в якому використовують чотири основні моделі вітроелектричних турбін, які є найбільш розповсюдженими та не дискримінуються в залежності від виробника обладнання. Детальніше опишемо розглянемо особливості цього обладнання для роботи мережі.

Таблиця 2.4 – Особливості впливу ВЕС на роботу електричної мережі

	Конструктивна особливість	Особливість впливу на мережу.
		
	ВЕТ з фіксованою швидкістю обертання	
	Приєднання до мережі без перетворювача напруги. Фіксована	1А. Втрачає синхронізм при КЗ, чи при зміні швидкості вітру.

	частота обертання асинхронного генератора.	1Б. Має можливість зміни кута нахилу лопатей, здатний короткочасно працювати при КЗ, чи зміні швидкості вітру.
	 <p>ВЕТ зі змінною швидкістю обертання та змінним опором ротора</p>	
	<p>Приєднання через асинхронний генератор з фазним ротором з змінним опором ротора.</p> <p>Частково змінна частота обертання, змінний кут нахилу лопатей.</p>	<p>Наявна система динамічного контролю ковзання частоти обертання ротора генератора, що надає можливість короткочасно працювати при КЗ, чи нормально працювати при зміні швидкості вітру в номінальних межах.</p>
	 <p>ВЕТ зі змінною швидкістю обертання на базі генератора з подвійним живленням</p>	
	<p>Статор приєднується до мережі на пряму, а фазний ротор через випрямний перетворювач потужності. Змінна швидкість обертання.</p>	<p>Наявність частотно-регульованого перетворювача що дає можливість відділити частоту обертання ротора генератора від частоти мережі. Можливість змінювати реактивну потужність в точці приєднання.</p>
	 <p>ВЕТ з повним перетворювачем</p>	
	<p>Асинхронний чи синхронний генератор підключений до мережі через перетворювач потужності.</p>	<p>Наявність частотно-регульованого перетворювача що дає можливість відділити частоту обертання ротора генератора від частоти мережі. Можливість змінювати реактивну потужність в течії приєднання.</p>

Вітрогенератори 1 та 2 типу широко застосовуються на ВЕС багатьох енергосистем світу із-за відносно високої надійності, простоти конструкції та

низької вартості. До недоліків цих установок при роботі з мережею слід віднести: неможливість генерувати реактивну потужність; обмежений робочий діапазон ковзання; потреба в охолодженні додаткових резисторів (для 2 типу); значне споживання реактивної потужності; значні динамічні навантаження на обладнання ВЕТ і висока вірогідність виникнення коливань напруги при змінних поривах вітру. ВЕТ 3 та 4 типів таких недоліків не мають тому для енергетичної мережі, в якій частка ВЕС постійно зростає вони стали рішенням. Хоча мають складнішу структуру та дещо дорожчі на відміну від своїх попередників 1 та типу [23].

2.2. Дослідження можливостей комбінованого використання різних джерел електричної енергії

Як було за значено в попередніх розділах в сучасній енергосистемі України велика частка теплової генерації використовується частково або повністю виведена з експлуатації (додаток А), а також законсервована. Така проблема виникла в наслідок недостатнього фінансування на проведення модернізації обладнання, тому потужність ТЕС в даних реаліях є значно меншою ніж було закладено при проектуванні ліній та трансформаторних підстанцій, які зв'язують генерацію з вузлом розподілу потужності.

Також не мало важливим фактом є постійне подорожчання паливного ресурсу зокрема енергетичного вугілля яке слугує первинним джерелом енергії для ТЕС України (рис. 2.6) [25].

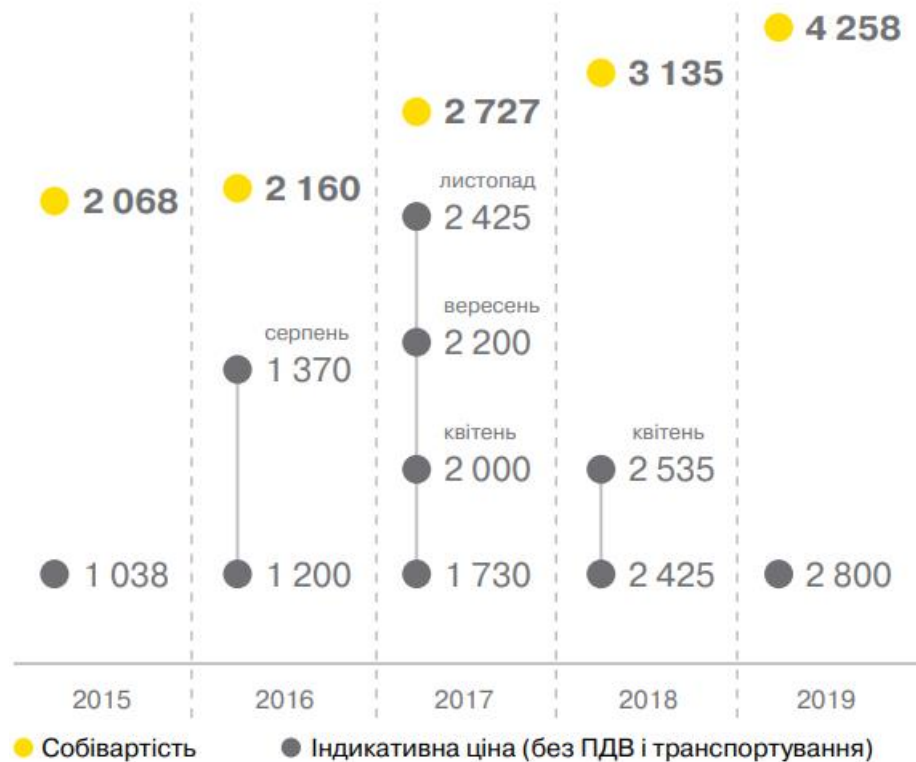


Рисунок 2.6 – Середня собівартість видобутку вугілля в Україні [25]

Розглянемо варіант комбінованого використання джерел традиційної генерації з відновлювальними джерелами енергії. По перше слід задатися питанням балансу потужності в точці приєднання станції до мережі тобто в точці введення потужності, тобто сумарна потужність яку буде згенеровано скомбінованими джерелами не повинна перевищити пропускну здатність лінії в будь який момент часу. Але значення потужності в лінії повинно бути максимально наближеним до її пропускну здатності, для того щоб найпродуктивніше її експлуатувати. Сумарну енергію, яка може бути видана W_{max} , можна описати формулою (2.3).

$$A_{maxi} = \int_0^{24} (S_i^{TECB} + S_i^{TECM} + S_i^{BDE1} + S_i^{BDE2}) (t) dt \quad (2.3)$$

де: P_i^{TECB} – потужність блоків базисної потужності ТЕС; S_i^{TECM} – потужність блоків маневрової потужності ТЕС; S_i^{BDE1} – потужність ВДЕ

першого типу наприклад ВЕС; S_i^{BDE2} – потужність ВДЕ другого типу наприклад СЕС;

Даною формулою можна описати енергію, яка буде згенерована, але в різні моменти часу вона буде змінюватись оскільки генерація ВДЕ має стохастичний характер (рис. 2.8) тому розрахунок проводиться за формулою (2.4) в форму для визначення сумарної потужності в момент часу (t) P_{kj} , та додаємо умову оптимальності грн. за 1кВт*год, та обмеження для пропускної здатності лінії.

$$A_{kj} = opt(\sum_i^{n1} S_{ij}^{TECB} + \sum_i^{n2} S_{ij}^{TECM} + \sum_i^{n3} S_{ij}^{BDE1} + \sum_i^{n4} S_{ij}^{BDE2}) \quad (2.4)$$

де: S_{ij}^{TECB} – потужність в i -тий момент часу на j -тому блоці базисної потужності ТЕС; S_{ij}^{TECM} – потужність в i -тий момент часу на j -тому блоці маневрової потужності ТЕС; S_{ij}^{BDE1} – потужність в i -тий момент часу на j -тій одиниці комплексу ВДЕ першого типу наприклад ВЕС; S_{ij}^{BDE2} – потужність в i -тий момент часу на j -тій одиниці комплексу ВДЕ другого типу наприклад СЕС;

Додаємо до формули (2.4) обмеження у вигляді максимальної пропускної здатності лінії $S_{пл}$ і отримаємо:

$$S_{пл} \geq opt(\sum_i^{n1} S_{ij}^{TECB} + \sum_i^{n2} S_{ij}^{TECM} + \sum_i^{n3} S_{ij}^{BDE1} + \sum_i^{n4} S_{ij}^{BDE2}) \quad (2.5)$$

Умовою оптимальності також виступає вартісний показник затраченого первинного енергоресурсу на кВт генерованої енергії. Та потреби ринку на яких веде свою діяльність генеруюча компанія, а саме на ринку на добу на перед, внутрішньодобовому ринку та балансуючому ринку.

Можливість ТЕС динамічно і плавно змінювати графік своєї генерації відповідно до потреб енергосистеми також відкриває можливості для її комбінованого використання на загальних шинах з іншими джерелами енергії.

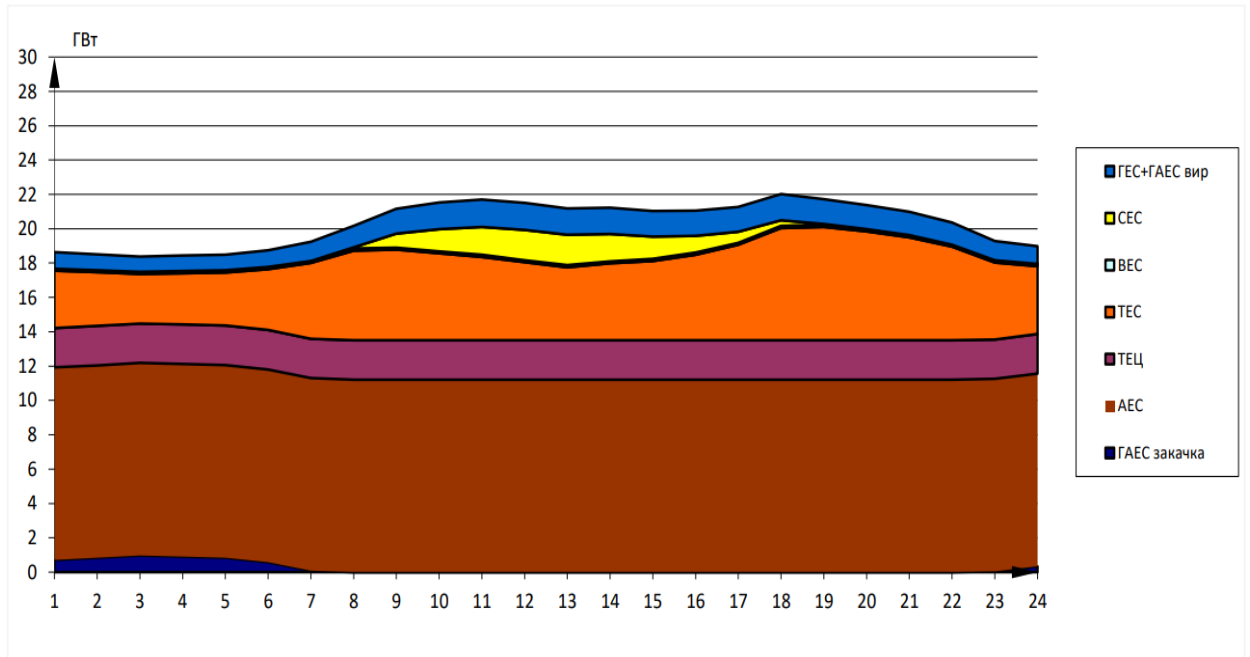


Рисунок 2.7 – Графік навантаження ОЕС України для доби максимальних навантажень опалювального сезону 2021 р. [16]

Аналізуючи графік на рисунку 2.7 можна стверджувати що в моменти споживання електричної енергії з СЕС з роботи виводять частину потужностей теплової генерації. Це характерно особливостями роботи наведених вище генеруючих станцій. Тобто в моменти коли енергія з СЕС поступає в мережу то завантаження ліній ТЕС зменшується на пропорційне число, тобто в цей же період можливе введення через цю ж лінію потужностей СЕС.

За допомогою теплової генерації також можна вирішувати питання, які виникають із-за нерівномірності генерації СЕС, оскільки генерація СЕС має стохастичний характер і різко змінюється в наслідок хмарності (рис. 2.8) що важко спрогнозувати з значним випередженням. За допомогою вводу в роботу маневрових блоків ТЕС можна краще підлаштовуватись під цю проблему.

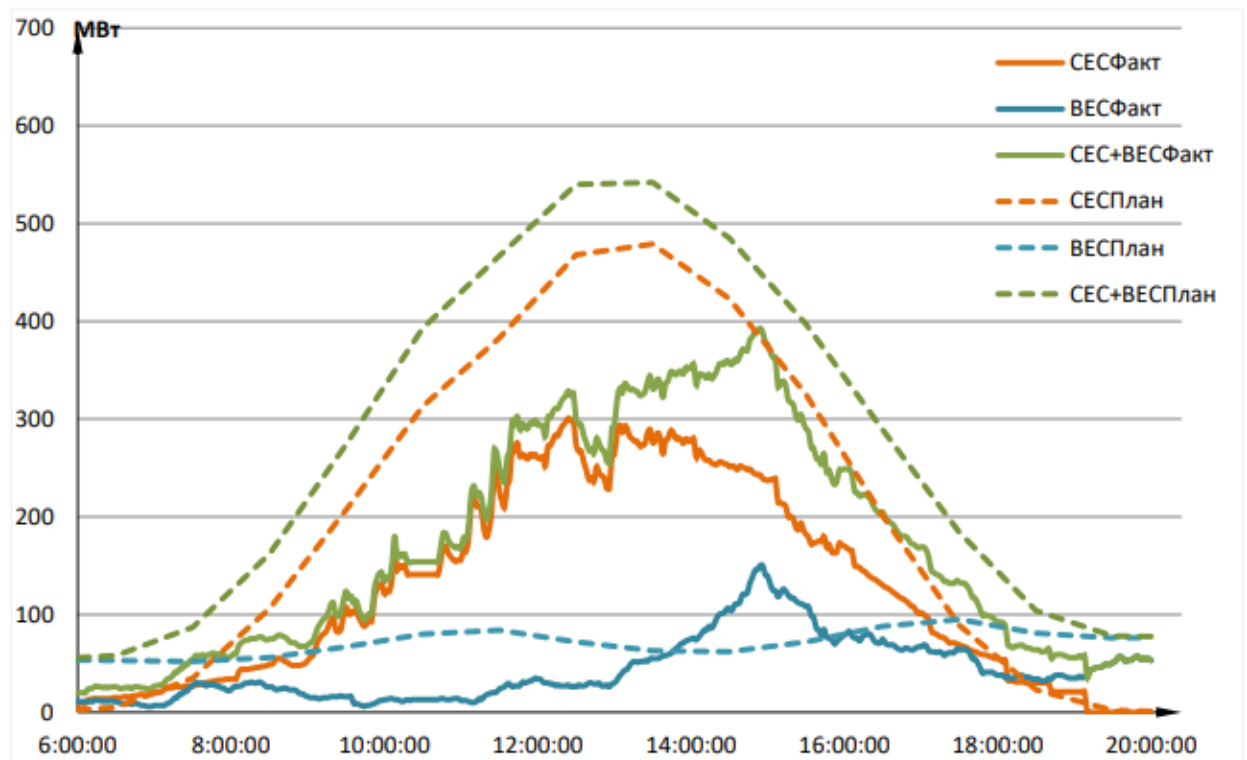


Рисунок 2.8 – Генерація СЕС і ВЕС 30 березня 2018 р. в ОЕС України

[16]

Звичайно, проблемою для втілення такого варіанта використання комбінованої генерації є той фактор що більшість ТЕС розміщені в межах міст або і їх околицях, і не мають навколо вільних територій для розміщення громіздкого обладнання СЕС, а також знаходяться в регіонах з малим показником сонячної інсоляції.

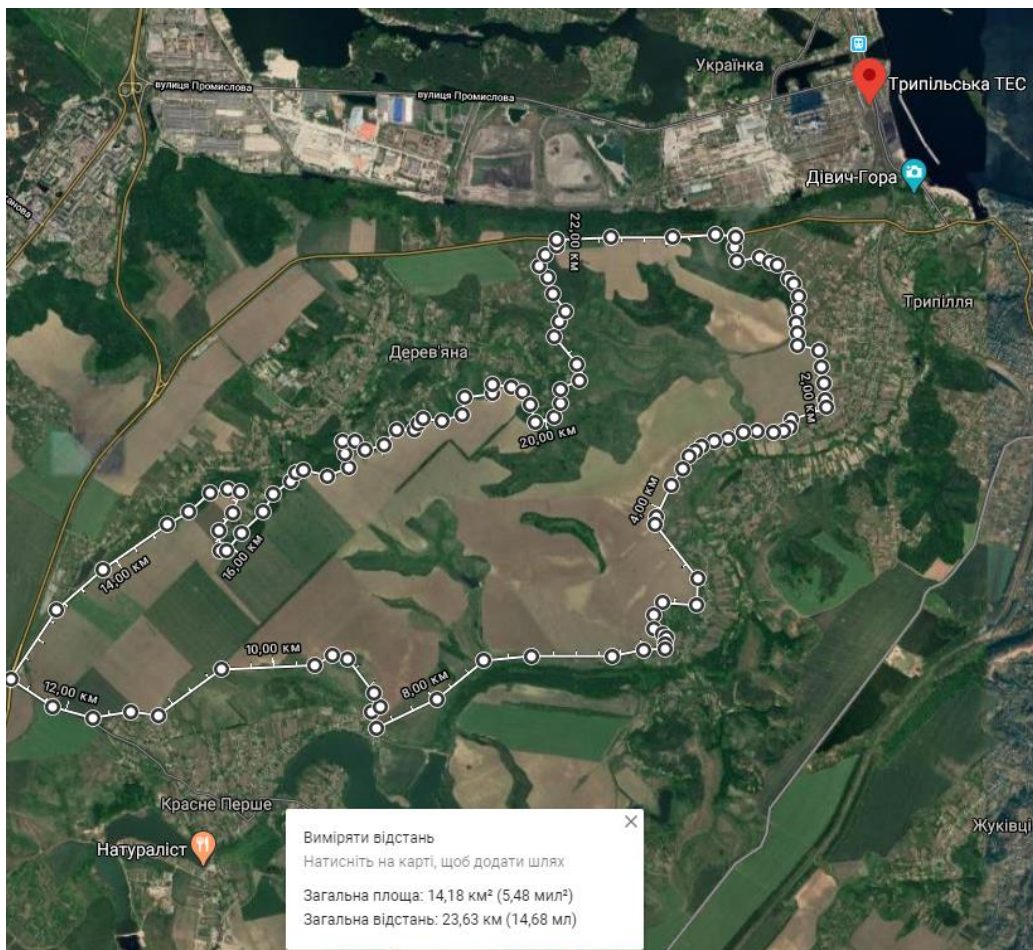


Рисунок 2.9 – Земельні ділянки в околі Трипільської ТЕС



Рисунок 2.10 – Земельні ділянки в околі Київської ТЕЦ-6

Для прикладу розглянемо Трипільську ТЕС в околі якої наявні земельні ділянки які використовуються для аграрної діяльності. Вільне їх використання

для розміщення модулів СЕС неможливе оскільки територія належить різним власникам, а питання з пошуком земельних ділянок під розміщення СЕС вирішується з фінансової точки зору на багато складніше ніж с технічної. Ще одним прикладом може слугувати Київська ТЕЦ-6 біля якої знаходиться територія пустиря, землі, які не мають застосування з точки зору аграрного та житлового сектору, хоча можливе їх використання при розбудові жилих масивів Троєщини.

Проте, якщо розглядати дане питання с точки технічної доцільності то ми отримуємо ряд переваг перед будівництвом СЕС на територіях де відсутні точки до вводу потужності:

- відсутність витрат на планування мережі для передачі потужності;
- відсутність витрат на будівництво самої лінії;
- відсутність витрат на будівництво трансформаторної підстанції;
- вирішене питання з споживанням реактивної потужності;
- можливість перекриття стохастичної генерації СЕС;

2.3 Формування параметрів (характеристик) для вибору установок генерації електричної енергії в залежності від характеристик споживача та особливостей мережі

Для забезпечення формування параметрів (характеристик) для вибору генерації необхідним є розгляд загальних характеристик, а саме:

- Стан та структуру електричної мережі України яка розділяється на мережу оператора системи передачі, мережі операторів системи розподілу, та мережі споживачів. До яких входять лінії класом напруги від 0.4 кВ до 800 кВ, електричні трансформаторні підстанції з відповідним діапазоном напруг, а також компенсуючі установки та пристрої РЗ та ПА. Аналіз спектру проблем, які наявні в електричній мережі, визначення причини їх виникнення та способи усунення.

- Особливості роботи генеруючих потужностей в сучасних реаліях енергоринку України, місце в якому розподілено між АЕС, ТЕС/ТЕЦ, ГЕС/ГАЕС, а також ВДЕ (ВЕС/СЕС). Зокрема той факт що більшість обладнання традиційних станцій генерації перевищують проектний термін експлуатації, а половина з них перевищує навіть граничний та парковий терміни експлуатації. Дослідити особливості роботи та впливу на мережу поновлюваних джерел енергії ВЕС та СЕС, особливості їх приєднання до мережі, також визначення проблеми, які з цим пов'язані, причини їх виникнення та шляхи вирішення.

При цьому слід вирішити задачу структурування ряд параметрів, які можна використовувати для вибору генерації для споживачів з різним характером споживання. Споживачі на яких слід звернути увагу це побутові споживачі, активні споживачі, солідарні споживачі, та непобутові (промислові) споживачі. Так як кожен з цих споживачів має характерні особливості графіка споживання, різні вимоги до якості електричної енергії, різні класи надійності споживання, та здатності до участі в регулюванні, то при розміщенні нових станцій що генерують електричну енергію слід враховувати їх особливості роботи.

По перше опишемо характерні особливості генерації на, які слід спиратися при плануванні нових СЕС та ВЕС, це:

- тип джерела;
- графік генерації;
- потужність генерації;
- здатність змінювати склад потужності;
- займана територія при тій же встановленій потужності;
- форма вихідного струму;
- здатність працювати не змінюючи частотний режим мережі;
- здатність бути приєднаними до мережі в позаштатних ситуаціях.

До характеристик мережі, на які слід в першу чергу звертати увагу при плануванні підключення ВДЕ, слід віднести наступні:

- рівень підпорядкування мережі;
- клас напруги мережі;
- наявність СЕС та ВЕС, які уже працюють в мережі;
- кількість та тип трансформаторних підстанцій;
- відсоток зносу мережі;
- наявність компенсуючого обладнання.

Додатково слід враховувати показники якості такі як: відхилення напруги, колювання напруги, відхилення частоти, флуктуаційний характер напруги в мережі, а також параметри надійності.

Відповідно до того, які споживачі під'єднані до мережі, як вони розміщені слід приділяти увагу їм їх характеристикам, зокрема таким як:

- тип споживача;
- категорія споживача за надійність електропостачання;
- графік споживання електричної енергії;
- графік перетоків для споживача з локальною генерацією (СЕС 30 кВт під «зелений тариф»)
- наявність в споживача обладнання яке генерує або споживає реактивну енергію;
- здатність споживача зменшувати/збільшувати навантаження за потреби або переміщувати його в часі.

Основним питанням для вибору ВДЕ все ж залишається наявність вільних територій в адекватній віддаленості від місця в яке можна здійснити ввід потужності, а також вартості цієї земельної ділянки. Вибір земельної ділянки також ускладнюється тим що показник сонячної інсоляції та швидкості вітру по території України розподілений нерівномірно що характеризується географічним положенням та рельєфом місцевості. Оскільки вартість ліній якими генерація з'єднуватиметься з мережею та втрати в цих лініях фінансово покладені на власника генерації. Також слід врахувати той факт що вартість приєднання в різних операторів системи розподілу відрізняється що теж вносить зміни в фінансові витрати.

Висновки за 2 розділом

Проаналізовано стан генеруючого обладнання, яке працює в ОЕС України, виявлені тенденції розвитку ВДЕ, зокрема активний розвиток генерації на основі фотоелектричних елементів.

В той же час застарілі об'єкти традиційної генерації потребують відновлення, реконструкції їх основних складових елементів, що є високовартісним процесом. Як варіант, запропоновано використання територій та ліній електропередачі, на яких розміщені зношені (виведені з експлуатації) ТЕС, для розміщення та підключення об'єктів відновлювальної енергетики.

Розглянуто особливості виробництва електричної енергії різними видами ВДЕ, зокрема СЕС та ВЕС. Оцінено вплив їх роботи на показники якості електричної енергії та балансової надійності. На основі чого, розширено перелік параметрів, які повинні бути враховані при визначенні місця розташування установок відновлювальної енергії.

Враховуючи особливості роботи ВДЕ, їх вплив на електричну, доповнений перелік параметрів, важливим є формування методологічної бази для проведення подальшого дослідження.

РОЗДІЛ 3

АНАЛІЗ МЕТОДІВ ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ ТОЧКИ ПРИЄДНАННЯ ОБ'ЄКТІВ ЕНЕРГЕТИКИ ДО ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

3.1 Особливості постановки задачі оптимізації при визначенні місця приєднання до електричних мереж ВДЕ

В літературних джерелах, які були проаналізовані, розглядаються моделі оптимізації РДЕ, такі, як: модель оптимального розподіленого генерування з метою зменшення інвестиційної вартості РДЕ та зменшення витрат потужності; модель оптимального місця встановлення РДЕ з метою покращення якості електричної енергії; модель оптимального місця встановлення РДЕ з метою підвищення надійності ЛЕС [26-33].

Також при підключенні РДЕ, ставляться питання такі, як: критерій гранично-допустимої потужності ВДЕ за умови приєднання до електричної мережі [34]; оптимізація ремонтно-аварійних схем роботи мережі при стохастичному характері роботи ВДЕ [23]; режимні питання приєднання відновлювальних джерел енергії; забезпечення енергобалансу в комбінованих енергосистемах з відновлюваними джерелами енергії [35]; моделювання режимів роботи електричної мережі з відновлювальними джерелами енергії [36].

Так як, підключення розосередженої генерації до електричної мережі може призвести до негативних змін в її функціонуванні, зокрема: збільшення коливання напруги; збільшення дози флікера; перевантаження елементів електричної мережі; погіршення профілю напруги; виникнення гармонік вищих порядків; зниження ефективності роботи пристроїв релейного захисту та автоматики [37].

При вирішенні задач вибору точки для підключення розосередженої генерації розглядають питання наявності територій та показників первинних ресурсів, які застосовуються для генерації, показник сонячної інсоляції, сила та інтенсивність вітру. Але при глибшому аналізі виявляється що первинні

параметри можуть мати менше значення ніж локальні особливості мережі, які були розглянуті в пункті 1.3 розділу 1, тому більшість методик вибору точки для підключення РДЕ ґрунтуються на аналізі та моделюванні особливостей роботи існуючої мережі при підключенні до неї нового джерела генерації.

В частині випадків моделюється вплив на зміну лише одного параметру, який в даній частині мережі має специфічний характер або може вплинути на інвестиційну вартість чи втрати потужності. Рідше до питання вибору точки використовують комплексний підхід, в якому сукупно аналізуються фінансові питання для генерації та особливості змін в роботі мережі з врахуванням можливостей її розвитку. Зокрема можливості покращення її роботи з точки зору надійності, якості електричної енергії та сукупної вигоди при експлуатації мережі.

Для забезпечення додаткових економічних переваг як для ОСР, так і для споживачів електричної енергії [38;39] принциповим є організація коректного вибору точки підключення РГ, у тому числі і відповідної потужності генеруючого обладнання. Цю задачу слід розглядати як багатокритеріальну оптимізаційну задачу, в якій слід враховувати не лише економічні інтереси, а й особливості та проблеми на рівні системного оператора які можуть виникнути при порушенні роботи РГ чи при застосуванні інших ремонтно-аварійних схем роботи.

3.2 Методи оптимізації за критеріями економічної доцільності, втрат потужності та стабільності напруги

В більшості задач, які ставляться при підключення ДРГ, основним критерієм стоїть вплив джерела ГР на втрати потужності в ЕМ. Цей критерій ставиться оскільки в мережі де встановлюється ДРГ викає зміна напрямку перетоків потужності біля навантаження, що призводить до збільшення сумарних втрат потужності в електричній мережі. Взагалі стабільність напруги є складним динамічним явищем, тісно взаємопов'язаним з іншими динамічними явищами, такими як, наприклад, кутова стійкість. Це

малоймовірність того, що повномасштабне моделювання поведінки енергосистеми може бути необхідним для ретельного аналізу стабільності напруги [40; 41]. У деяких випадках, що передбачають повільні форми нестабільності напруги, детальний динамічний аналіз не потрібен; Стабільність напруги можна оцінити, аналізуючи адекватно змінені коефіцієнти навантаження [40]. Для простоти, реакція навантаження вважається повільною, що дозволяє використовувати аналіз потоку навантажень для досліджень стійкості напруги.

Якщо РГ має належний розмір, розміщення та обраний з точки зору технологій, він може чітко забезпечити переваги контролю, експлуатації та стабільності енергосистеми. Однак оскільки традиційно розподільні мережі мають досить негнучку конструкцію, проблеми інтеграції можуть виникати при більш високих рівнях проникнення РГ різних технологій. Ці проблеми, як правило, можуть бути вирішені шляхом перероблення розподільної мережі, включаючи підхід управління/експлуатації, або іншими технічними засобами [42].

Втрати потужності можна розглянути на прикладі лінії з рівномірно розміщеним навантаженням. В якій I_0 - навантаження на одиницю довжини лінії з питомим опором r_0 . Втрати потужності для довільного моменту часу визначаються за формулою

$$\Delta P = \int_0^l 3I_0^2 x^2 r_0 dx = 3I_0^2 r_0 \int_0^l x^2 dx = I_0^2 r_0 l^3. \quad (3.1)$$

У випадку з реальною мережею, задаємося генерацією в одній з точок лінії на певному віддаленні від кінця лінії, потужність джерела забезпечуватиме видачу струму в мережу I_d . При наявності такого джерела втрати потужності в мережі визначаються за формулою:

$$\Delta P_d = \int_0^y 3I_0^2 x^2 r_0 dx + \int_0^l 3(I_0 x - I_d)^2 r_0 dx = I_0^2 r_0 l^3 - 3I_0 I_d r_0 l^2 + 3I_0 I_d r_0 y^2 + 3I_d^2 r_0 l - 3I_d^2 r_0 y. \quad (3.2)$$

Для визначення координат точки для підключення генерації, при яких буде забезпечено мінімум втрат потужності в лінії. Відповідно до (3.2), визначається

$$\frac{\partial(\Delta P_d)}{\partial y} = 6I_0 I_d r_0 y - 3I_d^2 r_0 = 0.$$

Звідси

$$I_0 y = \frac{I_d}{2}. \quad (3.3)$$

Результатом розрахунків за допомогою такого методу є те що, в залежності від відношення потужності генерації до сумарного навантаження лінії. Якщо виразити I_d через значення $I_0 l$.

З врахуванням власного навантаження вузла, у випадку підключення до шин вторинної напруги ТП, розрахунок доцільного для підключення вузла слід проводити за формулою

$$\frac{I_d}{2} \geq \sum_{i=k+1}^n I_i. \quad (3.4)$$

де I_d – струм, що надходить в мережу зі сторони джерела РГ; $\sum_{i=k+1}^n I_i$ – сумарне навантаження ТП, розміщених після джерела.

Втрати енергії у випадку використання додаткового джерела генерації, працюючого з постійною потужністю на протязі періоду часу, а також прийнявши припущення про відносну рівність напруг і коефіцієнтів потужності для всіх навантажувальних вузлів та незалежні зміну цих параметрів в часі, розрахунок зміни втрат електричної енергії можна виконати на основі даних про споживання за деякий розрахунковий період:

$$\delta(\Delta A) = \frac{A_d}{TU_H^2 \cos^2 \varphi} \left[\sum_{i=1}^N (A_i \sum_{j \in \Pi i, d}^M R_j) - A_d \sum_{j \in \Pi d}^M R_j \right] \quad (3.5)$$

$$\delta(\Delta A) = \frac{A_d}{TU_H^2 \cos^2 \varphi} \left[2 \sum_{j \in \Pi d}^M A_j R_j - A_d \sum_{j \in \Pi d}^M R_j \right] \quad (3.6)$$

де N – кількість навантажувальних вузлів; M – кількість відрізків мережі; A_i – електроспоживання вузла навантаження i за час T ; A_j – сумарне

споживання за час T всіх навантажувальних вузлів, отримуючих живлення по відрізьку мережі j ; A_d – енергія, генерована в мережу джерелом РГ за час T ;

$j \in \Pi i, d$ показує, що при додаванні враховуються перетоки електричної енергії за період часу T по всім відрізькам, які одночасно розміщені на шляху живлення вузлів i та d .

Важливим показником ефективності роботи генеруючого обладнання є коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП), який показує відношення середньої потужності ВДЕ протягом встановленого періоду до його номінальної потужності. Для ВЕС цей показник розраховується наступним чином:

$$k_{\text{вик}} = \frac{\int_0^{\infty} p(v) \cdot W(v) dv}{P_H} \quad (3.7)$$

де $p(v)$ – ймовірнісна щільність швидкостей вітру; $W(v)$ – характеристика потужності вітроустановки; P_H – номінальна потужність ВЕУ.

Таким чином розраховують економічну ефективність джерела генерації, проте стохастичність генерації ВДЕ потребує оцінювання технічного впливу, тобто впливу на параметри усталеної роботи мережі, до якої підєднується генерація. Вплив ВДЕ на мережі визначають наступними кроками:

- виконують пошук оптимального місця підключення при базовому режимі роботи мережі;
- оцінюють вплив на ВДЕ на різні технічні особливості режимів роботи ЕМ.

Одним з найважливіших факторів, що впливають на стабільність напруги, є здатність системи генерації та передачі відповідати на споживання реактивної потужності за рахунок реактивного навантаження та втрат [43; 44]. Таким чином, ми здогадуємось, що основний вплив РГ на стабільність напруги мережі визначатиметься кутом потужності генератора. Реактивну потужність можна генерувати або поглинати, залежно від режиму управління. Оскільки зазвичай коефіцієнт потужності такого перетворювача близький до одиниці, в мережу не вводиться реактивна потужність; однак загальний вплив

розподіленого генератора на стабільність напруги все-таки позитивний. Це пояснюється вдосконаленими профілями напруги, а також зменшеними втратами реактивної потужності, як випливає з рівняння (3.8).

$$Q_{loss} = \frac{(P_{load} - P_{DG})^2 + (Q_{load} - Q_{DG})^2}{V^2} X_{line}. \quad (3.8)$$

де P_{load} , Q_{load} , P_{DG} та Q_{DG} – активна та реактивна потужність навантаження та РГ відповідно; X_{line} – сукупна реакційна здатність ліній, що з'єднують навантаження з живильною підстанцією. Зауважимо, що для простоти опором лінії нехтують. Зрозуміло, що зі збільшенням активної потужності, що вводиться розподіленим генератором, втрати реактивної потужності зменшуються. Таким чином, позитивно впливає на стабільність напруги. Приклади, представлені в посиланні [45], повідомляють про значне поліпшення перехідної стійкості електростанції на паливних елементах, пов'язаної з перетворювачем силової електроніки.

Відношення потужності короткого замикання на системних шинах $S_{кз_сш}$ до потужності ВДЕ $P_{ВДЕ}$, що підключається до ЕМ, використовується для оцінки можливості мережі прийняти потужність ВДЕ, та описується критерієм K [34], що визначається за формулою (3.9):

$$K = S_{кз_сш} / P_{ВДЕ} \quad (3.9)$$

Значення цього критерію можна розбити на обмеження, наприклад, фірма Vestas використовує таку градацію (табл. 3.1), для визначення глибини досліджень, які треба виконати для підключення ВЕС:

Таблиця 3.1 – Градація глибини досліджень по відношенню до критерія K [34]

К	Глибина досліджень, вплив на мережу
≥ 5	Проведення спеціальних досліджень не потребується.
$3 \div 5$	Проводиться аналіз мережі при виникненні аварійних ситуацій. Розглядається необхідність застосування компенсації.
$2 \div 3$	Проводиться детальний аналіз аварійних ситуацій та оцінка стійкості системи.

	Розглядається необхідність компенсації флуктуаційного характеру генерації.
<2	Проводиться аналіз статичної та динамічної стійкості з подальшим настроюванням контролерів.

Такий метод використовують для визначення можливості підключення ВЕС, але він має доцільність для використання і для СЕС.

Для аналізу двох критеріальних обмежень, таких як: потужність КЗ; відхилення напруги на шинах при зміні потужності генерування чи навантаження використовують метод $V-Q$ чутливості. В лінеаризованій формі модель УР енергосистеми можна представити у вигляді

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\delta} & J_{PV} \\ J_{Q\delta} & J_{QV} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

де ΔP , ΔQ , $\Delta\delta$, ΔV – прирости активної та реактивної потужностей, кута та амплітуди напруги на шинах; $J_{P\delta}$, J_{PV} , $J_{Q\delta}$, J_{QV} – елементи матриці Якобі, що відображає взаємну кореляцію(чутливість) між перетоками потужності та зміною напруг на СШ.

Отже стабільність напруги в системі характеризується зміною двох параметрів складу потужності P та Q , так як, активну потужність в кожній робочій точці слід підтримувати незмінною, то всі зміни напруги можна виразити через реактивну потужність в точці, записавши залежності зміни напруги від змін реактивної потужності:

$$\Delta Q = J_R \cdot \Delta V \text{ або обернену залежність } \Delta V = J_R^{-1} \cdot \Delta Q, \quad (3.11)$$

де

$$J_R = [J_{QV} - J_{Q\delta} \cdot P\delta_{P\delta}^{-1} \cdot J_{PV}] \quad (3.12)$$

Позитивні значення $V-Q$ чутливості показують стабільну роботу відповідних СШ і чим менша ця величина, тим більш стійкою є система. Збільшення чутливості свідчить про, зменшення стабільності напруги і отримує значення $(+\infty)$ на межі стійкості енергосистеми. Негативний показник чутливості свідчить про нестійку роботу системи. Даний метод коректно оцінює стійкість енергосистеми за напругою та оцінює стабільність напруги з загальної точки

зору. За допомогою даного метода легко ранжувати системні шини за критерієм впливу на стабільність напруги.

Таким чином щоб детальніше проаналізувати точку для підключення ВДЕ слід оцінювати її з точки зору чутливості до двох параметрів: відношення значення потужності КЗ, та чутливості до коливань напруги. Модифікація формули для визначення точки підключення представлена коефіцієнтом K_2 . Формула для визначення цього коефіцієнта (3.13) визначає вплив коливань напруги на значення критерію відношення короткого замикання.

$$K_{2_i} = \frac{S_{KЗ_i} \cdot \left(1 - \frac{dV_i}{dQ_i}\right)^2}{S_{ВДЕ}} \quad (3.13)$$

де $S_{KЗ}$ – потужність КЗ на відповідних i -тих шинах; $\frac{dV_i}{dQ_i}$ – чутливість, на тій же відповідній i -тій шині.

Використання методів, спрямованих на покращення одного показника, доцільно у випадках вирішення задач з обмеженням впливу на параметри системи. У випадку вирішення задач з відкритою областю впливу, методи слід комбінувати для покращення сукупного якісного впливу чи мінімізації негативного впливу, у випадку коли покращення одного з параметрів призводить до погіршення іншого. Таким чином, виникає задача застосування багатокритеріальної оптимізації для прийняття рішень пов'язаних з розміщенням ВДЕ, оскільки в якості зацікавлених сторін виступають ОСР, інвестор, споживач та вже існуючі генеруючі компанії.

3.3 Методи багатокритеріальної оптимізації в задачах визначення місця приєднання

При виборі місця для підключення ВДЕ доцільно одночасно розглядати характер та ступінь впливу даних джерел на втрати потужності та електричної енергії в мережі, рівні напруги на затискачах електроприймачів та надійність електропостачання. Доцільно вивести такий показник для оцінки впливу розподіленої генерації на наведені режимні характеристики, який надасть

змогу об'єктивно співставляти різні варіанти прийнятих рішень. В зв'язку з такими умовами зміна втрат електричної енергії в даних умовах слід оцінювати, використавши приведений показник, які представлені відношенням абсолютної величини змін втрат потужності чи електричної енергії в мережі до встановленої потужності джерела розосередженої генерації або до сумарних витрат на реалізацію відповідного проекту.

При наявності нормованої надійності відповідну оцінку кожного з варіантів доцільно проводити, використовуючи значення сумарних затрат на покупку генеруючого обладнання; комутаційно-захисних апаратів, які забезпечують ефективне використання джерел генерації в після аварійних режимах, а також прилади, які необхідні для дотримання необхідних значень показників надійності. За відсутності нормованих показників надійності доцільно використати приведений показник оцінки позитивних змін тих чи інших характеристик надійності електропостачання на одиницю вкладених фінансів.

В будь якій задачі багатокритеріальної оцінки різних варіантів під'єднання ВДЕ з ціллю врахування їх комплексного впливу на сукупність режимних параметрів ОЕС, тому при вирішенні таких задач необхідно:

- обґрунтувати принцип оптимальності на фоні всіх альтернативних варіантів;
- довести наявність оптимального рішення;
- обґрунтувати факт, що отримане рішення лежить в області компромісних рішень;
- запропонувати метод знаходження оптимального рішення.

В залежності від характеру інформаційного забезпечення задачі багатокритеріальної оптимізації поділяють на добре структуровані яких основні залежності виражені числами; слабо структуровані, основані на якісному описі параметрів з кількісним показником; неструктуровані, які характеризуються тим, що їх опис повністю побудований на якісній оцінці.

MAI (АНР), розроблений Т. Сааті [46]. пов'язаний з упорядкуванням існуючих варіантів, оцінених за багатьма кількісними та якісними критеріями, виходячи з значень загальної цінності цих варіантів, які представляють собою чисельно виражені переваги ОНР. Основні етапи даного методу [47]:

- ієрархічна декомпозиція проблеми;
- порівняльна багатоаспектна оцінка елементів кожного рівня ієрархії,

заснована на перевагах ОНР:

- синтез цінності (пріоритетів) альтернатив;
- оцінка узгодженості переваг ОНР.

Варіант, який має найбільшу загальну цінність, вважається найкращим. В процесі виконання зазначених етапів ОНР проводить попарні порівняння всіх критеріїв за допомогою відносної шкали порівняння, вписуючи відповідні значення в матрицю парних порівнянь. Потім аналогічним способом проводять парні порівняння альтернатив окремо по кожному з критеріїв. Визначивши власні вектора матриць парних порівнянь і про- ведучи нормування їх елементів, можна отримати ваги критеріїв і альтернатив, що є основою для визначення ваги кожної з альтернатив і їх подальшого ранжирування. В процесі виконання цих операцій перевіряють узгодженість суджень експертів або ОНР за допомогою індексів узгодженості [48].

Перевагами методу аналізу ієрархій є його універсальність і простота. Однак він має ряд недоліків. До них відноситься необхідність побудови великої кількості оцінок парних порівнянь альтернатив і критеріїв. Недоліком є і те, що метод аналізу ієрархій працює тільки з жорсткими оцінками альтернатив і не допускає невизначеності в судженнях експертів або ОНР. Виконати цю вимогу в більшості практичних завдань неможливо. Крім того, при великій кількості альтернатив або критеріїв значно підвищується ймовірність отримання неузгоджених матриць парних порівнянь. У зв'язку з цим в літературних публікаціях запропоновано велика кількість модифікацій методу аналізу ієрархій, спрямованих на ослаблення занадто жорстких вимог, які пред'являються до експертів. У більшості з них однозначні оцінки парних

порівнянь експертів замінюються на інтервальні або нечіткі. Це дає можливість підвищити гнучкість роботи експертів, але не знімає проблеми, пов'язані з формуванням великої кількості матриць і високою ймовірністю їх неузгодженості.

При розгляді завдань технічного та економічного характеру в багатокритеріальній постановці також досить активно використовують сімейство методів ELECTRE і PROMETE. Метод ELECTRE [49], запропонований в кінці 1960-х років Б. Руа, передбачає використання відносних оцінок альтернатив. При цьому кількісний показник, що характеризує кожну альтернативу, не визначається, а встановлюється лише факт переваги однієї альтернативи перед іншими. Для цієї мети визначають індекси узгодженості і неузгодженості, які відображають ступінь згоди і незгоди з гіпотезою про те, що одна альтернатива краще інший. Отже, якщо для деякої пари альтернатив розрахований індекс узгодженості буде вищою попередньо заданого рівня, а індекс незгоди - нижче, то вважають, що одна з альтернатив краще інший. В іншому випадку альтернативи непорівнювальні.

Таким чином, з початкового безлічі альтернатив формується деякий ядро. При цьому, задаючи різні порогові значення рівнів узгодженості і неузгодженості, можна регулювати розмір ядра.

У різних модифікаціях цього методу індекси узгодженості і неузгодженості визначають по-різному, оскільки вони призначені для рішення різних за характером завдань. Наприклад, ELECTRE II використовують, коли можна поставити відносну вагомість критеріїв кількісно, ELECTRE III розроблений для реалізації процедур прийняття рішень в умовах невизначеності, ELECTRE IV орієнтований на ситуації, коли використання кількісних оцінок неможливо.

Важливою перевагою методів ELECTRE є поетичність виявлення переваг ОПР в процесі призначення рівнів узгодженості і неузгодженості. Детальний аналіз дає можливість ЛПР сформувати переваги, визначити прийнятні компроміси між критеріями. Використання відносин

непорівнянність дозволяє виділити пари альтернатив з суперечливими оцінками і в результаті зупинитися на ядрі, виділеному досить обґрунтовано з точки зору існуючої інформації. Самостійну групу становлять методи, засновані на використанні теорії нечітких множин. Сюди можна віднести метод з використанням згортки на основі операції перетину нечітких множин [50], використовується в разі, коли критеріальні оцінки задають як ступеня відповідності альтернатив поняттям, визначеним критеріями.

В роботі [51] викладено метод, заснований на оцінці та впорядкування альтернатив при адитивності критеріїв в умовах нечіткої інформації, де зважені оцінки альтернатив визначають на основі принципу узагальнення [52]. Найбільш поширеним на практиці є метод аналізу на основі нечіткого відношення переваги на множині альтернатив [50; 53; 54]. Він передбачає побудову безлічі невідомі альтернатив на основі нечіткого відношення переваги. Для цього визначають згортку відносин переваги за критеріями, які мають різні ваги, і знаходять підмножину невідомі альтернатив. При цьому раціональним слід вважати вибір альтернативи з даної підмножини, яка має максимальну ступінь невідомі: Можливість застосування цього методу для прийняття багатокритеріальних рішень розглянута далі.

Широке поширення отримала група методів, пов'язаних зі згортою критеріїв. До них можна віднести наступні.

Метод головного критерію. Один із критеріїв вибирають в якості основного і вважають, що саме він найбільш повно відображає мету прийняття рішення. Решта критеріїв враховують тільки для можливості завдання їх нижніх меж.

Лінійна (адитивна) згортка є найпоширенішим (в силу своєї простоти) методом комбінування вихідних критеріїв з метою формування деякого узагальненого.

Максимальна згортка має вигляд

$$C(a) = \min_{i=1, \dots, m} w_i C_i(a),$$

де $C_i(a)$ - оцінка альтернативи a ($a \in A$) за критерієм i ($i=1, \dots, m$), w_i - вага критерію i . У цьому випадку рішення відповідає умові

$$a^* = \arg \max_{a \in A} \min_{i=1, \dots, m} w_i C_i(a).$$

Мультиплікативна згортка є ще одним варіантом скаляризації критеріїв, згідно з якою

$$C(a) = \prod_{i=1}^m (C_i(a))^{w_i}.$$

Найкраще рішення в цьому випадку знаходять за умовою

$$a^* = \arg \max_{a \in A} \prod_{i=1}^m (C_i(a))^{w_i}.$$

Метод ідеальної точки. Ідеальною є точка, найкраща за всіма критеріями. Дана точка може бути отримана в процесі вирішення однокритеріальних завдань. Сенса її назви в тому, що такі точки оптимальні відразу за всіма критеріями, тобто отримати кращі значення по одному з критеріїв неможливо. Метод зводить вихідну багатокритеріальну задачу до вирішення однокритеріальної задачі:

$$\rho(b, C(a)) \rightarrow \min_{a \in A},$$

де $b = (b_1, \dots, b_m)$ - ідеальна точка, $\rho(b, C(a))$ - знайдене тим йди іншим способом відстань між точками b і $C(a)$.

Чи не торкаючись питань детального аналізу, оцінки переваг і недоліків кожного з існуючих підходів до багатокритеріальної прийняття рішень, в даній роботі для вирішення завдання вибору оптимального варіанту інтеграції в РМ джерел РГ з одночасним урахуванням їх впливу на втрати електричної енергії, коливань та відхилень напруги і надійність електропостачання використані три метода: VIKOR, TOPSIS, алгоритм Беллмана-Заде.

Основною складністю багатокритеріального вибору із застосуванням нечітких моделей є визначення конкретних шляхів надання інформації про взаємини між критеріями і обчислення інтегральних оцінок. Для цього запропоновані різні підходи, але проблема полягає в тому, що кожен з них має

обмеження і особливості застосування. При цьому ОПР має мати про них уявлення для обґрунтованого виборами. Більш того, в загальному випадку кожен з них може привести до отримання розрізняються результатів.

В задачі комплексної оцінки такий підхід доречно використовувати, оскільки визначення оптимальних альтернатив на основі відстані до ідеального рішення сукупно описує вплив значення кожного параметру на результат. Проте в даних задачах виникає питання стійкості значень параметрів при їх порівняльному аналізі, що викликає сумнівність прийнятих альтернатив на основі цих параметрів. З застосуванням компромісної області рішень, отримані результати дозволяють підвищити обґрунтованість, а отже, ефективність прийнятих рішень, або спростувати їх результат.

3.4 Методи багатокритеріального прийняття рішень при виборі місця приєднання до електричних мереж ВДЕ

Метод багатокритеріального прийняття рішень VIKOR був запропонований Опріковічем в 1998 році [55]. Основна ідея методу-компромісне рішення задачі має являти собою альтернативу, яка найбільш близька до ідеального рішенням. В якості запобіжного наближення альтернативи до ідеального рішенням даний метод використовує багатокритеріальну міру, засновану на L_p – метриці, яка була запропонована в методах компромісного програмування [56]. При цьому рівень розбіжності розглянутого рішення ідеального знаходять так:

$$L_{pj} = \left\{ \sum_{i=1}^n [w_i (f_i^+ - f_{ij}) / (f_i^+ - f_i^-)]^p \right\}^{1/p}, \quad 1 \leq p \leq \infty; i = 1, \dots, n; j = 1, \dots, m,$$

де m - кількість розглянутих альтернатив, n -число цільових функцій, w_i – вага i -тої цільової функції, що відображає її значимість при прийнятті рішення, f_i^+ – ідеальне рішення для i -ї цільової функції (відповідно $f_i^+ = \min_j f_{ij}$ – для мінімізуемого цільових функцій, тобто функцій, які характеризують величину втрат; $f_i^+ = \max_j f_{ij}$ – для максимізуемых цільових

функцій, тобто функцій, які характеризують виграш), f_i^- – найгірше рішення ($f_i^- = \max_j f_{ij}$ – для цільових функцій, які мінімізуються, тобто функцій, які характеризують величину втрат; $f_i^+ = \max_j f_{ij}$ – для цільових функцій, які максимізуються).

В даному випадку $L_{1,j}$ відповідає максимальному рівню групової узгодженості окремих цільових функцій (факторів), а $L_{\infty,j}$ – умові максимального індивідуального відхилення окремих цільових функцій від ідеального рішення.

Вихідні дані для багатокритеріального прийняття рішень (порівняння альтернатив) можуть бути приведені в формі матриці рішень, де рядки відповідають даним альтернативам, а стовпці відображають критерії (приватні цільові функції). Відповідно завдання, що включає m альтернатив ($A_1, \dots, A_j, \dots, A_m$). Які оцінюються по n критеріям ($C_1, \dots, C_i, \dots, C_n$), можна записати у вигляді

$$D = \begin{matrix} & C_1 & C_1 & \dots & C_n \\ A_1 & f_{11} & f_{12} & \dots & f_{1n} \\ A_2 & f_{21} & f_{22} & \dots & f_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ A_m & f_{m1} & f_{m2} & \dots & f_{mn} \end{matrix} \quad (3.14)$$

В цьому випадку обчислювальна процедура методу VIKOR зазвичай має таку послідовність операцій [57].

1. Визначають найкраще найгірше значення всіх розглянутих цільових функцій; f_i^+ та f_i^- , $i = 1, \dots, m$, з огляду на їх характер, тобто дана цільова функція підлягає максимізації або мінімізації.

2. Обчислюють значення S_j , що характеризує максимальну групову корисність, і R_j , що відображає рівень індивідуальних втрат, на основі виразів

$$\begin{aligned} S_j &= \sum w_i (f_i^+ - f_{ij}) / (f_i^+ - f_i^-), \\ R_j &= \max_i [w_i (f_i^+ - f_{ij}) / (f_i^+ - f_i^-)], \end{aligned} \quad (3.15)$$

де w_i - показник, що відображає відносну вагу (значущість) i -тої цільової функції (критерію).

3. Обчислюють показник $Q_j, j = 1, \dots, m$, за формулою

$$Q_j = \begin{cases} \frac{R_j - R^+}{R^- - R^+}, & \text{якщо } S^+ = S^- \\ \frac{S_j - S^+}{S^- - S^+}, & \text{якщо } R^+ = R^- \\ \left[v \frac{(S_j - S^+)}{(S^- - S^+)} + (1 - v) \frac{(R_j - R^+)}{(R^- - R^+)} \right] & \text{в інших випадках.} \end{cases}$$

Відповідно $S^+ = \min_j S_j; S^- = \max_j S_j; R^+ = \min_j R_j; R^- = \max_j R_j, v$ -

показник, що визначає відносну вагу стратегії вибору компромісного рішення відповідно до ідеології характеристик S або R . При відсутності конкретних міркувань приймають $v = 0,5$.

4. Формують послідовності альтернатив згідно зменшенню значень відповідно S, R і Q . У результаті отримують три ряди ранжирування.

В якості потенційного компромісного рішення розглядають альтернативу $A^{(1)}$, яка в ряді ранжирування за показником Q характеризується мінімальним значенням. Остаточне рішення щодо вибору даної альтернативи в якості оптимальної приймають на основі аналізу наступних умов:

а) наявність прийнятної переваги між відсортованими альтернативами:

$$Q(A^{(1)}) - Q(A^{(2)}) \geq \Delta Q,$$

де $A^{(2)}$ - альтернатива, яка посідає друге місце в ряді ранжирування по Q : $\Delta Q = \frac{1}{m-1}$ - загальна кількість альтернатив;

б) наявність прийнятною стабільності рішення. Це означає, що альтернатива $A^{(1)}$ повинна бути одночасно кращою в рядах ранжирування по S і/або R , обчислених на основі (3.14).

Якщо одне із зазначених умов не виконується, то остаточне рішення представляється альтернативами, які включають в себе:

- альтернативи $A^{(1)}$ і $A^{(2)}$, якщо не дотримуються тільки вимоги «б»;

• альтернативи $A^{(1)}, \dots, A^{(m)}$ якщо не виконується вимога «а». У цьому випадку альтернативу $A^{(m)}$ визначають за умовою

$$0(4) - 0(4'') \in AQ. \text{ (ранжування) альтернатив}$$

Метод багатокритеріального аналізу (ранжування) альтернатив TOPSIS був запропонований в 1981 році в роботі [58]. на відміну від VIKOR в даному методі крім оцінки відстані від розглянутої альтернативи до ідеального рішення враховується відстань до найгіршого рішення.

Тут компроміс при виборі оптимальної альтернативи базується на тому, щоб вбрання рішення одночасно було максимально близьким до ідеального рішення і найбільш віддалене від найгіршого рішення. Відповідний алгоритм вирішення задачі будують таким чином.

1. Формують нормалізовану матрицю рішень, елементи якої обчислюють за формулою

$$r_{ij} = \frac{f_{ij}}{\sqrt{\sum_{j=1}^m f_{ij}^2}}, \quad i = 1, \dots, n, j = 1, \dots, m,$$

де f_{ij} – значення i -ї цільової функції для j -ї альтернативи.

2. Обчислюють зважену нормалізовану матрицю рішень з урахуванням вагових коефіцієнтів, що відбивають значимість для ОПР окремих цільових функцій (w_i).

При цьому елементи матриці визначають відповідно до виразу

$$v_{ij} = w_i r_{ij}, i = 1, \dots, n; j = 1, \dots, m; \sum_{i=1}^n w_i = 1.$$

3. Визначають ідеальне (A^+) і найгірше (A^-) рішення:

$$A^+ = v_1^+, \dots, v_n^+ = \left(\max_j v_{ij} \mid i \in I', \min_j v_{ij} \mid i \in I'' \right),$$

$$A^- = v_1^-, \dots, v_n^- = \left(\min_j v_{ij} \mid i \in I', \max_j v_{ij} \mid i \in I'' \right),$$

де I' – польові функції, які характеризують виграш і вимагають максимізації; I'' – цільові функції, які відображають витрати, отже, вимагають мінімізації.

4. Обчислюють заходи відмінності кожної альтернативи з ідеальним і найгіршим рішеннями, використовуючи n -мірну евклідову відстань:

- відстань до ідеального рішення

$$D_j^+ = \sqrt{\sum_{i=1}^n (v_{ij} - v_i^+)^2}, j = 1, \dots, m,$$

- відстань до найгіршого вирішене

$$D_j^- = \sqrt{\sum_{i=1}^n (v_{ij} - v_i^-)^2}, j = 1, \dots, m.$$

Знаходять показник відносного наближення альтернатив до ідеального рішення:

$$C_j^* = \frac{D_j^-}{D_j^+ + D_j^-}$$

При цьому $C_j^* = 1$, якщо $A_j = A^+$, і $C_j^* = 0$, якщо $A_j = A^-$.

Впорядковують альтернативи відповідно до убутання параметра C_j^* . Таким чином, альтернативу, якій відповідає максимальне значення параметра C_j^* , можна розглядати в якості найкращого компромісного рішення задачі.

Порівнюючи методи VIKOR і TOPSIS, можна зробити такі висновки. Обидва методи засновані на використанні узагальненої функції, що відбиває ступінь наближення до ідеального рішення і що базується на ідеях методу компромісного програмування [59]. VIKOR визначає компроміс на основі оцінки найкоротшого відстані до ідеального рішення. При цьому виробляється рішення повинно забезпечити максимальну колективну корисність і мінімальні втрати за окремими критеріями. TOPSIS гарантує для обраного компромісного рішення найкоротша відстань від ідеального рішення і одночасно максимальну відстань до найгіршого рішення. Однак при цьому даний метод не дозволяє врахувати відносну значимість цих відстаней, що є найбільш слабким його моментом, оскільки для людини (ОПР) мінімальна відстань до ідеального рішення служить більш зрозумілим аргументом.

Розглянуті методи орієнтовані на різні форми функції, яка агрегується (L_p метрик), при цьому вони використовують різні види нормалізації (VIKOR

- лінійну, TOPSIS - векторну). Тому в VIKOR величина, яка нормалізується не залежить від одиниць вимірювань цільових функцій. На відміну від цього в TOPSIS величина, яка нормалізується може залежати від одиниць вимірювань критеріїв.

Відповідно до алгоритму TOPSIS альтернатива a_j , краще альтернативи a_k , якщо

$$C_j^* > C_k^*, \text{ при } \frac{D_j^-}{D_j^+ + D_j^-} > \frac{D_k^-}{D_k^+ + D_k^-}.$$

Це має місце в наступних випадках:

$$\text{а) } D_j^* < D_k^* \text{ та } D_j^- > D_k^+,$$

$$\text{б) } D_j^* < D_k^* \text{ та } D_j^- > D_k^+, \text{ але } D_j^+ < \frac{D_k^+ D_j^-}{D_k^-}.$$

Умова «а» відповідає найбільш характерною ситуації, коли альтернатива a_j краще альтернативи a_k , оскільки вона ближче до ідеального рішення і максимально віддалена від найгіршого рішення. Умова «б». навпаки, показує, що альтернатива a_j , може бути краще a_k навіть у разі, коли альтернатива a_j знаходиться далі від ідеального рішення в порівнянні з альтернативою a_k . Наприклад, якщо $D_k^+ = D_k^-$ і $C_k^+ = 0,5$, то альтернатива a_j (за умови, що $a_j \in D_j^+ > D_k^+$ та $D_j^- > D_k^+$) краще, ніж a_k , хоча остання знаходиться ближче до ідеального рішення.

Розглянемо ще один алгоритм багатокритеріального прийняття рішень, який був запропонований Беллманом і Заде в 1970 році [60]. Даний підхід до певної міри також пов'язаний з оцінкою ступеня наближення кожного з альтернативних рішень до ідеального рішення. Відповідно до цього підходу до вирішення багатокритеріальних задач спочатку кожна цільова функція $F_p(X)$ замінюється нечіткою функцією або нечіткою множиною:

$$A_k = \{X, \mu_{A_k}(x)\}, x \in L, k = 1, \dots, q, \quad (3.15)$$

де $\mu_{A_k}(x)$ – функція приналежності нечіткої множини A_k ; L – область допустимих рішень.

В цьому випадку нечітке рішення D формують на основі використання деякого оператора агрегування, зокрема, застосовуючи операцію мінімізації. При цьому воно має форму

$$\mu_A(X) = \min_{k=1, \dots, q} \mu_{A_k}(X), x \in L \quad (3.16)$$

Тут функції приналежності $\mu_{A_k}(x), k = 1, \dots, q$, повинні відображати ступінь приналежності нечіткими цільовими функціями своїх оптимальних значень. Зокрема, вказаним умові відповідають такі функції приналежності:

$$\mu_{A_k}(x) = \left[\frac{f_k(x) - \min_{x \in L} f_k(x)}{\max_{x \in L} f_k(x) - \min_{x \in L} f_k(x)} \right]^{w_k} \quad (3.17)$$

для цільових функцій, які підлягають максимізації;

$$\mu_{A_k}(x) = \left[\frac{\max_{x \in L} f_k(x) - f_k(x)}{\max_{x \in L} f_k(x) - \min_{x \in L} f_k(x)} \right]^{w_k} \quad (3.18)$$

для цільових функцій, що підлягають мінімізації.

Тут w_k відображає ступінь значущості тієї чи іншої цільової функції.

З огляду на наведену вище інтерпретацію функцій приналежності, оптимальним рішенням завдання (X) можуть відповідати такі умови:

$$\max_{x \in L} \mu_A(x) = \max_{x \in P} \min_{k=1, \dots, q} \mu_{A_k}(x). \quad (3.19)$$

Тоді

$$x^* = \arg \max_{x \in P} \min_{k=1, \dots, q} \mu_{A_k}(x), \quad (3.20)$$

де P – область компромісних рішень (область Паретто).

Застосування даного підходу для оцінки особливостей регіонів при впровадженні ВДЕ, має потенціал використання, оскільки детально аналізує вплив кожного параметру на сукупний результат. Проте питання створення ідеального рішення залишається невирішеним, оскільки для задач вибору місця приєднання ставиться вимога компромісності на всіх рівнях підпорядкування мережі.

Вирішення питань кампромісності, на рівні ОЕС України формується впливом на ринок електричної енергії та на функціонування традиційної генерації. На рівні ОСР задача переходить в ранг надійності

електропостачання та мінімізації впливу на параметри якості електричної енергії. В ЛЕС та в мережах споживачів основне питання знову переходить в вартісний показник та показник якості електричної енергії безпосередньо на пунктах прийому потужності. Враховуючи зацікавленість інвесторів в розвитку відновлювальної енергетики в Україні, даний метод можна трансформувати в задачу рейтингового оцінювання та реалізувати її на різних рівнях підпорядкування.

3.5 Методи визначення ваги окремих критеріїв оптимальності

У зв'язку з цим для визначення ваг окремих критеріїв, аналізу їх впливу на прийняття рішення були запропоновані різні підходи, які можна розділити на дві принципові групи: об'єктивні і суб'єктивні методи визначення ваги [61].

IEW прийнято розглядати в якості об'єктивного методу визначенні ваг, що характеризують значимість окремих цільових функцій [58]. Цей метод заснований на оцінці ентропії інформації, використовуваної при вирішенні конкретної задачі.

У відповідності з даним методом показники ваги окремих цільових функцій (критеріїв) визначають в процесі виконання наступної процедури.

1. Всі вихідні дані, наведені в матриці рішень (4.1), нормалізують для уніфікації різних шкал вимірювань показників, отже, для їх подальшого порівняння:

$$r_{ij} = \frac{f_{ij} - \min_i f_{ij}}{\max_i f_{ij} - \min_i f_{ij}},$$

де $\max_i f_{ij}$ і $\min_i f_{ij}$ – максимальне і мінімальне значення цільової функції.

2. Використовуючи дані нормалізованої матриці рішень, ентропію визначають так:

$$e_{ij} = \frac{1 + r_{ij}}{\sum_{j=1}^m (1 + r_{ij})}, H_i = - \left(\sum_{j=1}^m e_{ij} \ln e_{ij} \right), i = 1, \dots, n, j = 1, \dots, m.$$

3. Після знаходження ступеня варіацій (H_i) цільової функції i рівень її відхилень обчислюють за формулою

$$G_i = 1 - H_i, i = 1, \dots, n.$$

При цьому чим більше значення G , тим менше ентропія інформації, що подається даної цільової функцією. Це свідчить про те, що цільова функція i вносить більше інформації в процедуру прийняття рішення, отже, вона повинна мати більшу вагу.

4. На кінцевому етапі отримані дані використовують для визначення ваг окремих цільових функцій w_i :

$$w_i = \frac{G_i}{\sum_{i=1}^n G_i} = \frac{1 - H_i}{n - \sum_{i=1}^n H_i}, i = 1, \dots, n.$$

Більшість суб'єктивних методів оцінки важливості (ваг) цільових функцій засновано на використанні експертних оцінок в різній формі. Так, останнім часом широкого поширення набули методи парного порівняння критеріїв [62]. Наприклад, згідно з методом Уея відповідає рівноцінності критеріїв парних порівнянь задають у вигляді $A = |a_{ij}|, a_{ij} = \{-1; 0; 1\}$, де $a_{ij} = -1$ означає перевагу критерію j над критерієм i ; $a_{ij} = 0$ відповідає рівноцінності критеріїв i та j , $a_{ij} = 1$ відповідає перевазі критерію i над критерієм j . Часто через незручності оперування негативними числами вказану матрицю парних порівнянь перетворюють в невід'ємну матрицю $\acute{A} = |\acute{a}_{ij}|, \acute{a}_{ij} = \{0; 1; 2\}$. Тут сенс використовуваних оцінок аналогічний розглянутому вище. Після цього, склавши оцінки по кожному рядку матриці і нормалізувати результати, можна отримати вагові коефіцієнти критеріїв:

$$w_{ij} = \frac{\sum_{j=1}^n \acute{a}_{ij}}{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \acute{a}_{ij}}.$$

В деяких випадках при парному порівнянні обмежуються простою констатацією того, що один з критеріїв важливіше іншого. При цьому використовують групове експертне оцінювання. Отримані індивідуальні переваги опосередковують з урахуванням думок всіх експертів і на цій основі будують нову матрицю, яка показує процентне відношення випадків, коли

критерій i вважають більш значущим в порівнянні з критерієм j в загальному масиві отриманих оцінок. Елементи цієї матриці p_{ij} мають властивість $p_{ij} + p_{ji} = 1$. Потім визначають коефіцієнти пріоритету (важливості) всіх i критеріїв за формулою

$$K_{pri} = \frac{2 \sum_{j=1}^n p_{ij}}{n(n-1)}, i = 1, \dots, n.$$

Після нормування їх можна розглядати в якості ваг окремих цільових функцій.

Найбільш широке практичне застосування отримав метод Сааті. В цьому випадку кінцевим етапом опитування експертів є формування квадратної матриці зворотної симетрії, в яку вводять оцінки попарного порівняння важливості всіх критеріїв і для всіх елементів виконується умова $a_{ij} = 1/a_{ji}$. При цьому значення використовуваних оцінок змінюються від 1, коли значимість критеріїв вважають однаковою, до 9, коли для експерта значимість одного критерію абсолютно перевищує значимість іншого. Власний вектор даної матриці, часто званий вектором пріоритетів, кількісно визначає значимість порівнюваних критеріїв. Власний вектор матриці визначають, виходячи з такої точки зору. Число λ є власним значенням, а ненульовий вектор w – власним вектором матриці, якщо вони пов'язані співвідношенням $Aw = \lambda w$.

В цьому випадку власний вектор знаходять з умови

$$(A - \lambda E)w = 0 \quad (3.21)$$

де E – одинична матриця.

Оскільки ранг цієї матриці дорівнює 1, то λ -те єдине власне число, отже, рівняння (3.21) має нульове рішення. Більш того, дане рішення має властивість $\sum_{i=1}^n w_i = 1$.

Таким чином, отримане рішення є шуканим вектором відносних ваг, що характеризують значимість окремих критеріїв (цільових функцій).

При орієнтації на групову експертну оцінку для агрегування думок окремих експертів деякі автори пропонують використовувати середньо геометричні значення оцінок:

$$a_{ij}^{\text{agr}} = \sqrt[n]{a_{ij}^{(1)} \cdot a_{ij}^{(2)} \cdot \dots \cdot a_{ij}^{(n)}}.$$

Аргументацією такого підходу є наступні міркування. Якщо, наприклад, два експерта дають діаметрально протилежні оцінки, тобто $a_{ij}^{(1)} = b$, $a_{ij}^{(2)} = 1/b$, то у відповідній клітинці агрегованих матриці буде стояти 1, що означає однакову значимість критеріїв i і j і досить логічно.

Крім того, при орієнтації на групові експертні оцінки корисним може виявитися аналіз ступеня їх узгодженості, особливо у випадках, коли альтернативи порівнюють одночасно за кількома факторами. У цій ситуації узгодженість думок експертів здійснюють за допомогою коефіцієнта конкордації W . Для цієї мети обчислюють показник:

$$S = \sum_{i=1}^n \left\{ \sum_{j=1}^m x_{ij} - \frac{1}{2} m(n-1) \right\}^2,$$

де m – кількість експертів в групі; n – кількість оцінюваних критеріїв: x_{ij} – оцінка, дана j – м експертом щодо значущості i -го критерію.

Величина S має максимальне значення:

$$S_{\max} = \frac{1}{12} nm^2(n^2 - 1),$$

коли всі експерти дають однакові оцінки. Виходячи з викладеного, коефіцієнт конкордації можна визначити так: $W = S/S_{\max}$. Для оцінки його значимості зазвичай використовують критерій χ^2 . Необхідні, щоб знайдене розрахункове значення χ_e^2 було більше табличного значення, визначеного при числі ступенів волі $f = (n-1)$ і рівні значущості α . Для обчислення в загальному випадку використовують формулу

$$\chi_e^2 = \frac{S}{\frac{1}{2} nm(n-1) - \frac{1}{n-1} \sum_{j=1}^m T_j}.$$

$T_j = \frac{1}{12} \sum t_j(t_j^3 - t_j)$, t_j – число однакових оцінок, заданих j -м експертом.

У разі малої узгодженості думок експертів дану процедуру можна повторити кілька разів, по черзі виключаючи з розгляду думку одного з експертів. Такий аналіз дозволить з'ясувати, який експерт або яка їх група має думку, відмінну від основного думки. Всі розглянуті вище методи визначення ваг критеріїв мають недоліки. Зокрема, об'єктивні методи оцінок ваг критеріїв в процедурах прийняття рішень не дозволяють враховувати конкретну сутність і практичну значимість критеріїв для аналізованої завдання. При цьому обґрунтованість застосування суб'єктивних методів істотно залежить від рівня компетентності експертів, залучених для здійснення цієї мети. У зв'язку з цим у ряді робіт, наприклад в [58], було запропоновано об'єднати об'єктивні w_i , і суб'єктивні λ_i оцінки ваги критеріїв в деяку узагальнену характеристику: $c_i = \lambda_i w_i / \sum_{i=1}^n \lambda_i w_i$.

Ще один підхід до оцінки впливу ваги цільових функцій на характер ранжирування альтернатив відповідно і на вибір оптимального рішення був запропонований в роботі [62], де наведено процедуру аналізу чутливості рішень і визначення інтервалів стабільності ваг критеріїв. При цьому зміна ваги окремого критерію в межах інтервалу стабільності не повинно змінювати результати ранжирування альтернатив, отримані при вихідних значеннях ваг в разі, коли ваги всіх інших критеріїв залишалися незмінними.

Відповідну процедуру визначення інтервалів стабільності ваг при використанні методу VIKOR виконують наступним чином. Для довільної цільової функції змінюють вихідну вагу w_i : $\acute{w}_i = a_i w_i$. Тут параметр a вибирають з інтервалу $0 \leq a_i \leq \frac{1}{w_i}$.

Потім для виконання умови $\sum_{k=1}^n w_k' = 1$ вагу всіх цільових функцій нормалізують. Це досягається перерахунком ваги цільових функцій w_k , $k = 1, \dots, n, k \neq i$: $w_k' = \phi w_k$. Тут $\phi = (1 - a w_i) / (1 - w_i)$, що випливає з умови $a w_i + \phi \sum_{k=1, k \neq i}^n w_k = 1$.

Реалізуючи процедуру багатокритеріального прийняття рішень, зокрема, на основі методу VIKOR, при різних значеннях параметра a можна

отримати інтервал $a_1 \leq a \leq a_2$, при якому в процесі рішення буде формуватися один і той же ряд ранжирування альтернатив, відповідний вихідного, отриманого при вазі критеріїв $w_i, i = 1, \dots, n$. Таким чином, інтервал стабільності ваги знаходять у вигляді $w_i^H \leq w_i \leq w_i^B, w_i^H = a_1 w_i, w_i^B = a_2 w_i$. Зазначений аналіз здійснюється послідовно для ваг всіх критеріїв, тобто поняття інтервалу стабільності має сенс тільки в разі одновимірних варіацій ваг.

Вагові показники кожного з критеріїв мають сильний вплив на результати багатокритеріального ранжирування альтернатив, оскільки багато в чому залежать від обґрунтованості задання ваги окремих цільових функцій. Оскільки визначення ваги конкретного критерію по відношенню до інших практично завжди засноване на більшій чи меншій частці суб'єктивізму, в задачах вибору місць для розміщення ВДЕ доцільно застосовувати метод експертних оцінок. Оскільки математично оцінити вплив одного з критеріїв на всі зацікавлені елементи дуже важка, а у випадку з окремими критеріями навіть неможливо.

В умовах даного дослідження вагові значення критеріїв приймаються на одному рівні, проте в перспективі подальших досліджень доцільно розрахувати вагові коефіцієнти критеріїв для підвищення актуальності отриманих результатів.

Висновки за 3 розділом

Методи вибору точок підключення ВДЕ постійно розвивають та здатні оцінювати різнонаправлені варіанти розміщення. На заміну простим однокритеріальним методам оцінки прийшли багатокритеріальні методи, які ґрунтуються на підході оцінки відстані від ідеального рішення. Питання пов'язані з розміщенням ВДЕ відносять до питань багатокритеріального аналізу. Проведений аналіз методів оптимізації прийняття рішень в задачах підключення ВДЕ довів що на сучасному етапі існує необхідність розширення переліку критеріїв. В існуючих умовах задача раціоналізації розміщення ВДЕ

вимагає утворення критеріальної бази прийняття рішень, які повинні бути засновані на задоволенні потреб всіх зацікавлених суб'єктів відносин.

Використання методів бенчмаркінгу надає можливість реалізувати задачі, поставлені до розміщення ВДЕ, шляхом використання багатокритеріального прийняття рішень, оскільки застосування даного методу komponує в свої структурі оцінку альтернатив та варіанти покращення їх наближення.

РОЗДІЛ 4

ПРАКТИЧНА РЕАЛІЗАЦІЯ КОМПЛЕКСНОЇ ОЦІНКИ РЕГІОНУ ТА МІСЦЯ ПРИЄДНАННЯ УСТАНОВОК ВІДНОВЛЮВАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ

4.1 Використання бенчмаркінг при аналізі регіонів України щодо розміщення ВДЕ

Для забезпечення ефективної роботи енергосистеми України, а також для підтримки тенденцій розвитку ВДЕ в структурі генеруючих потужностей, слід раціоналізувати розподіл установок генерації з альтернативних джерел на території України.

Для прийняття рішень в умовах даної задачі можна використати методи бенчмаркінгу. Його застосування доцільне при формуванні ідеальних (найкращих) рішень, розуміючи що ідеальне рішення ґрунтується на опрацюванні розрізнених показників, які базуються на характеристиках визначених в пункті 2.3 даної роботи.

Оскільки робота ВДЕ здійснює вплив на всіх рівнях підпорядкування електричної мережі, доцільно провести аналіз розміщення ВДЕ з точки зору регіонального розподілу, а також, відповідно для розподілу установок ВДЕ в ЛЕС регіонів. Що потребує формування та обґрунтування показників, які ляжуть в основу критеріальної бази, при проведенні аналізу на різних рівнях підпорядкування електричної мережі.

4.1.1 Формування бази критеріїв та обґрунтування їх впливу

У відповідності до того що, регіони України відрізняються показниками сонячної інсоляції та вітрової активності, розміщення установок СЕС та ВЕС в різних областях України має дискримінований характер. Проте врахування лише вище наведеного показника при виборі територій для розміщення ВДЕ не надає повного уявлення про особливості регіону.

Для проведення комплексної оцінки регіонів України, з точки зору доцільності розміщення в них ВДЕ, було обрано ряд критеріїв оснований на особливостях мережі, споживачів, та генерації, які були розглянуті в розділах

1 та 2. Збір даних для опису технічних критеріїв здійснено на основі наявних у відкритому доступі даних ОСР за 2018-2019 рр., представлених у чинній Програмі розвитку електричних мереж та у річному звіті НКРЕКП, а також даних державних органів статистичної звітності. Опишемо ці критерії та обґрунтуємо необхідність їх врахування при проведенні оцінювання:

- показниками сонячної інсоляції та вітрової активності; Даний показник використовується для оцінки СЕС та відповідно оцінює технічно-досяжний потенціал сонячної енергії регіону – це середня багаторічна сумарна енергія, що може бути отримана в регіоні від сонячного випромінювання та перетворена в корисну енергію при сучасному рівні розвитку науки і техніки та при дотриманні екологічних норм, (додаток Б) млрд кВт·год/рік. Для ВЕС відповідно використовується технічно-досяжний питомий потенціал енергії вітру, (додаток Б) кВт·год/м² за рік. Даний показник є основоположним при визначенні потужності СЕС відповідно до території розміщення, а для ВЕС оцінює можливість розміщення установок за умови, що середня річна швидкість вітру на висоті 80 метрів перевищує 7,5 м/сек.

- вартість земельних ділянок, для розміщення установок ВДЕ; Детальніше розглянемо питання вартості земельної ділянки в різних регіонах України, аналіз проведемо у відповідності до значень показників нормативної грошової оцінки земель сільськогосподарських угідь (додаток Б), відповідно до загальнонаціональної (всеукраїнської) нормативної грошової оцінки земель сільськогосподарського призначення. Вартість землі під розміщення установок ВДЕ визначатимемо шляхом комбінованої оцінки вартості різних типів земельних ділянок. Для розміщення установок ВДЕ в Україні переважно використовують території непридатні до аграрної діяльності, до таких територій доцільно віднести сіножаті та пасовища, та проводити оцінку середньої вартості земельних ділянок основуючись на їх ціні.

- наявність вільних територій виділених під ВДЕ; В окремих випадка, органами місцевої влади можуть виділятися території, які визначені як непридатні для будівництва споруд житлового комплексу та ведення

підсобної, аграрної діяльності. Такі земельні ділянки виділяються під розміщення об'єктів ВДЕ. Станом на початок 2020 року розроблено проект Дорожньої карти розвитку відновлювальної енергетики України [63], в якому наведені території, які можуть бути використані під розміщення установок ВДЕ (додаток Б), інтерактивна карта щодо наявності в Україні вільних земельних ділянок несільськогосподарського призначення, які можуть бути використані для розміщення об'єктів сонячної енергетики (додаток Б)

- вартість підключення до мережі; Вартість нестандартного приєднання у всіх операторів системи передачі відрізняється та формується на основі наступних особливостей: територіально одиниця ОСР (місто, смт чи село); категорія надійності електропостачання (I, II, III категорія); ступінь напруги в точці приєднання (0,4(0,23), 6(10);20, 35, 110(154) кВ); розташування точки приєднання (на межі земельної ділянки, на земельній ділянці); тип лінії електропередавання (повітряна чи кабельна лінія); потужність замовлена до приєднання, кВт; відстань від установки до точки в мережі, м. Кінцева вартість приєднання формується з плати за потужність (грн/1 кВт без ПДВ) та плати за лінійну складову(грн/1 м без ПДВ). Ставки плати за нестандартне приєднання потужності та ставки плати за лінійну частину приєднання на 2020 рік затверджені постановою НКРЕКП від 22.11.2019 № 2461 та набувають чинності з 01.01.2020.

Розрахунок проводимо відносно середньої вартості для підключення установок до електромереж міст та сіл, другої категорії надійності, з розташуванням точки підключення на межі земельної ділянки, повітряною лінією, потужність замовлена до приєднання 1000 кВт, відстань від установки до точки в мережі, для двох ступенів напруги 35 та 6(10), 20 кВ. Результати розрахунку наведені в додатку Б.

- густина підстанцій відповідного класу напруги на квадратний кілометр; В структурі розподільних електричних мереж України розподіл РП (ТП) має нерівномірний характер по території, оскільки вони розміщуються в місця оптимального розтікання навантаження. Тобто слід враховувати

наявність РП (ТП) відповідного класу напруги на території регіону який розглядається в якості доцільного для розміщення установок ВДЕ, карту розміщення підстанцій наведено в додатку В, зокрема густину їх розміщення, завантаженість, довжину та кількість фідерів що до них приєднані фідерів, а також кількість та стан комутуючого та захисного обладнання (додаток Б).

- середня потужність підстанцій на квадратний кілометр; На відміну від параметру густини підстанцій, середня потужність підстанцій на квадратний кілометр демонструє середній показник потужності який можна розмістити на відповідній території без заміни підстанцій на потужніші. Таким чином чим вище даний показник, тим вищий шанс того що на території обраній під розміщення ВДЕ буде наявний потужний трансформатор.

- стан обладнання мережі; Технічний стан мереж електророзподільних організацій в регіонах України має різний показник зносу обладнання, що в свою чергу впливає на можливості якісної роботи з новими установками генерації. Середній час експлуатації розподільних мереж електроенергетичного сектору складає понад 40 років, досягаючи 60-85% рівня зносу. Зокрема електророзподільні компанії виділяють вузькі місця, елементи системи, які потребують повної заміни, аналізуючи кількість таких елементів по відношенню до сумарного складу обладнання (додаток Б), можна оцінити конструктивну надійність мережі при появі нових генеруючих установок.

- подібність графіку споживання до графіку генерації ВДЕ (лише для СЕС); Регіони України характеризуються різними графіками споживання електричної енергії, які розділені на базисну та пікову складову потужності, збільшення частки СЕС не несе впливу на зміну покриття базисного споживання, але повною мірою здатне покрити споживання пікової зони за умови що вона максимально наближена за формою до графіку генерації СЕС та знаходиться в тому ж часовому діапазоні. Визначивши подібність графіку генерації СЕС з графіком споживання регіону з вирахуванням базисним рівнем в періоді генерації СЕС, можна оцінити можливість регіону в повній мірі

сприйняти енергію згенеровану СЕС (додаток Б). Розрахунки проведенні за допомогою критерію Фішера.

- структура споживання електричної енергії; Графік споживання електричної енергії регіону утворюється з графіків споживання промисловості, сільськогосподарських споживачів, транспорту, будівництва, комунального господарства, освітлення, побутових та інших споживачів. Структура графіку споживання електричної енергії демонструє яка частка в споживанні електричної енергії приходить на кожну с груп споживачів. Промислові споживачі мають графік споживання з характерно вираженим піком в період з 8:00 до 19:00 (рис. 4.1), що відповідає цьому ж періоду генерації СЕС (рис. 4.2). Оцінка частки промислових споживачів демонструє наявність потенційного споживача для електроенергії згенерованої на СЕС, додатково промислових споживачів можна оцінювати як потенціальних активних споживачів (додаток Б).

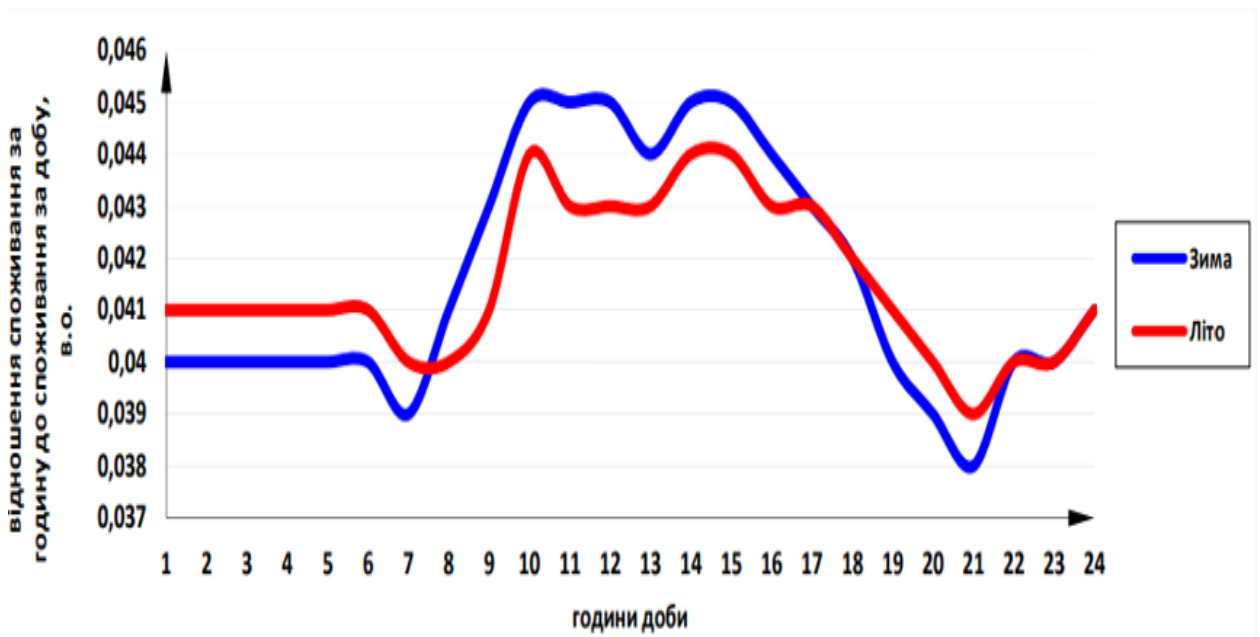


Рисунок 4.1 – Референтний профіль споживання електроенергії протягом доби літнього та зимового дня для промислових споживачів [16]

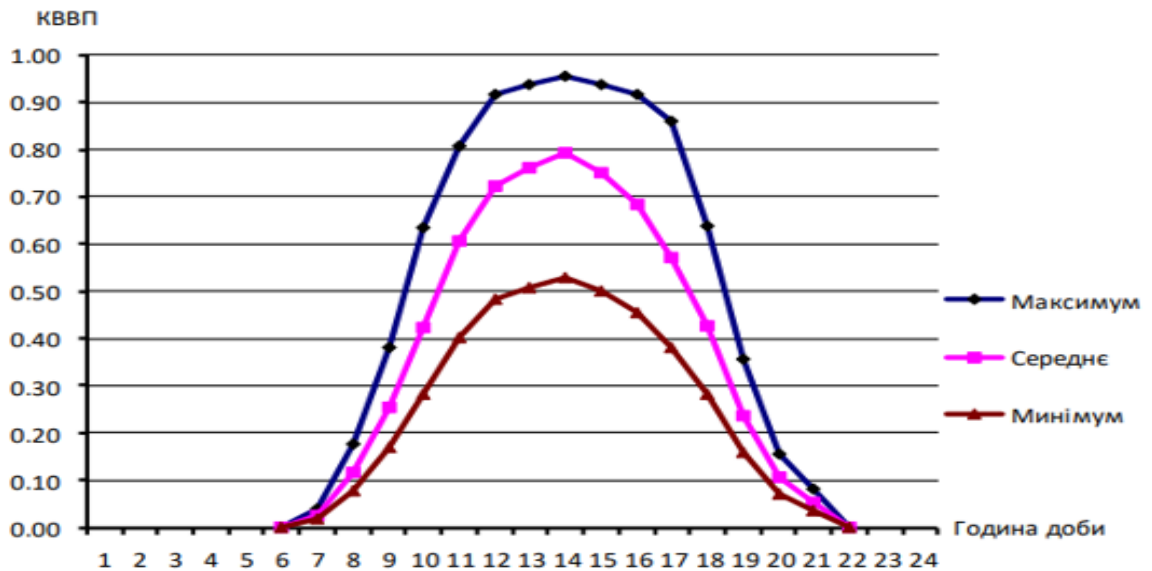


Рисунок 4.2 – Референтний профіль генерації електроенергії СЕС протягом доби травня місяця [16]

– склад генеруючих потужностей електричної енергії (співвідношення відновлювальних джерел енергії до теоретично маневрових потужностей в мережі); , Покриття базисної потужності забезпечуються за рахунок АЕС, зростаюча потужність СЕС потребує наявності маневрових потужностей, для покриття небалансів, які виникають в періоди часу коли СЕС не задовольнятиме потреби регіону в електричній енергії. До таких джерел потенціально відносяться ТЕС та ГЕС оскільки вони мають високу маневрову складову в добовому сегменті, здатні відносно швидко нарощувати потужність та виводити агрегати в «гарячий резерв» без змін технологічного процесу. Таким чином наявність в регіоні, або в енергосистемі в яку цей регіон входить маневрових електрогенруючих установок підвищує можливість розвитку СЕС в даному регіоні, оцінимо даний показник з точки участі генерації в добовому графіку покриття навантаження (додаток Б).

– показники надійності (безперервності) електропостачання; Велика кількість переривань в електропостачанні та довготривалий період їх усунення несе негативний вплив на розвиток ВДЕ в регіоні, так як основна кількість СЕС підключаються до підстанцій класом напруги 35кВ та 10кВ. При відключенні від регіональної мережі тієї частини до якої підключено

генеруючі потужності ВДЕ, вони не зможуть забезпечити видачу потужності, та відключаються автоматикою. Оцінено даний показник на основі фактичних значень індексів середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні пов'язаних з технічними порушеннями в електропостачанні, усереднивши показник на рівні 0,4 – 110 кВ для сільської місцевості та міст (додаток Б).

- показники комерційної якості пов'язані з технічним станом ел. мер. Оцінка фактичних показників комерційної якості демонструє якість наданих послуг компанією яка займається діяльністю в оцінюваному регіоні (додаток Б). Таким чином чим швидше і коректніше надаються послуги, тим менша можливість того що у випадку пошкоджень чи зміни в якісному складі електричної енергії будуть нести довготривалий негативний вплив на регіон. Відповідно регіон з високим показником комерційної якості оцінюється як більш доцільний для розвитку нових генеруючих потужностей, оскільки їх збільшення в регіоні може негативно вплинути на роботу мережі.

- показник якості електричної енергії (за умови наявності статистики). Якість електричної енергії на пряму впливає на доцільність розвитку ВДЕ в регіоні оскільки більшість нових установок СЕС та ВЕС автоматично підлаштовуються під параметри мережі. Це робиться для того щоб не вносити негативних змін в якісний склад електричної енергії на затискачах споживача. При підключенні ВЕС та СЕС використовують мережеві інвертори та силові перетворювачі з ланкою постійного струму. Таким чином в регіонах з низькими показниками якості електричної енергії, введення додаткових потужностей ВДЕ, викличе додаткове їх погіршення що було описано в пункті 2.1.3. Провести оцінку фактичних показників якості електричної енергії для кожного з регіону не є можливим, по причині обмеженості інформації, тому оцінку даного параметру проведемо на основі аналізу звернень до електророзподільних компаній кожного з регіонів, з питань якості електричної енергії у відповідності до сумарної кількості підключених споживачів (додаток Б).

4.1.2 Формування рейтингу регіонів України для встановлення ВДЕ

Оцінку регіону з точки зору доцільності розміщення на його території ВДЕ проводим на основі використання методу бенчмаркінгу [64]. Використовуючи алгоритм методики рейтингового оцінювання, структуруємо розділ наступним чином (рис. 4.3) обґрунтовуючи проведені розрахунки.

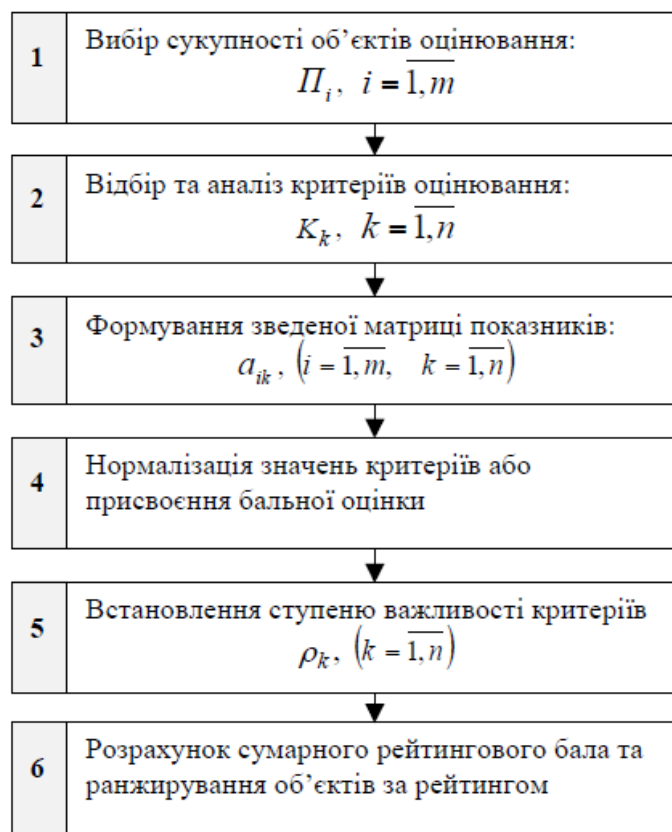


Рисунок 4.3 - Алгоритм проведення рейтингового оцінювання [64]

При реалізації першого пункту алгоритму, проводиться вибір регіонів України, які будуть оцінені. До складу України входить 24 області та АР Крим, відповідно до інформації Державної служби статистики України статистичному збірнику «Регіонів України» та статистичному щорічнику України [65; 66]. Оскільки частина територій України непідконтрольні уряду України, а саме територія АР Крим та частина Донецької та Луганської областей, розрахунок для АР Крим не проводиться, оскільки інформація по регіону відсутня, а для Донецької та Луганської областей проводиться оцінка лише підконтрольних уряду України територій.

При реалізації другого пункту алгоритму, проводиться вибір та аналіз критеріїв оцінювання.

При реалізації третього пункту алгоритму, визначаємо числові значення обраних критеріїв рейтингового оцінювання для кожного об'єкта оцінювання, формуємо зведену матрицю показників в табличній формі (табл. 4.1), заповнюємо її у відповідності до значень показників наведених в додатку Б (табл. 4.2).

Таблиця 4.1 - Зведена матриця показників рейтингового оцінювання у табличній формі

Об'єкт оцінювання	Критерії оцінювання					
	K_1	K_2	...	K_k	...	K_n
P_1	a_{11}	a_{12}	...	a_{1k}	...	a_{1n}
P_2	a_{21}	a_{22}	...	a_{2k}	...	a_{2n}
...
P_i	a_{i1}	a_{i2}	...	a_{ik}	...	a_{in}
...
P_m	a_{m1}	a_{m2}	...	a_{mk}	...	a_{mn}

де P_i – назва об'єкту що оцінюється; K_k – назва критерію по якому проводиться оцінка; a_{ik} – значення відповідного критерію для регіону.

При реалізації четвертого пункту алгоритму, проводимо нормалізацію значень критеріїв оцінювання. Дана процедура виконується, оскільки критерії оцінювання є різнонаправленими та мають різну фізичну природу.

Для нормалізації різнонаправлених даних, якими описуються розглянуті критерії, використовуються формули (3.17) для функцій максимізації, (3.18) для функцій мінімізації. В умовах даної задачі використаємо спрощені варіанти цих формул, а саме, для критеріїв максимізації використовуємо формулу (4.1), а для критеріїв мінімізації використовуємо формулу (4.2).

$$A_{ik} = \frac{a_{ik} - a_{k \min}}{a_{k \max} - a_{k \min}}, k = \overline{1, n}, \quad (4.1)$$

$$A_{ik} = \frac{a_{k \max} - a_{ik}}{a_{k \max} - a_{k \min}}, k = \overline{1, n}, \quad (4.2)$$

Для приведення показників матриці (4.1) до одного виду окрім нормалізації також використаємо бальну оцінку. В межах кожного з критеріїв ранжуємо об'єкти і присвоюємо кожному з них відповідний бал r_{ik} від 1 до N , де N – кількість об'єктів оцінювання (N балів за найкраще значення критерію, 1 бал - за найгірше) (табл. 4.3).

Для даної задачі встановлення ступеня важливості критеріїв (табл. 4.4) проводим за методом ІЕВ, який прийнято розглядати в якості об'єктивного методу визначенні ваг, що характеризують значимість окремих цільових функцій, оскільки завданням стоїть з точки зору вибору параметрів для оцінювання (табл. 4.6). Проте для більшої точності можна провести експертну оцінку.

Ранжування об'єктів проводим за 3 методами (табл. 4.5):

- за формулою середньоквадратичного відхилення (4,3):

$$R_i = \sqrt{\sum_{k=1}^n (\rho_k \cdot A_{ik})^2}, i = \overline{1, m}. \quad (4.3)$$

де $\rho_k = w_k$ – ступінь важливості критерію

- за допомогою бальної оцінки (4.4):

$$R_i = \sum_{k=1}^n \rho_k \cdot r_{ik}, i = \overline{1, m}. \quad (4.4)$$

- за правилом Кондорсе.

Таблиця 4.3 – Нормалізовані значення критеріїв рейтингового оцінювання, без врахування вагового показника

№ Регіону	№ параметру	1		2		3		4		5		6		7		8		9		10		11		12		13		14	
		Технічно-дослідницький потенціал енергії сонця	Технічно-дослідницький потенціал енергії вітру	Вартість землі	Кількість земельних ділянок виділених під розміщення ВЛЕ	Лусина підстанцій на квадратний кілометр	Потужність підстанцій на квадратний кілометр	Показник зношеності обладнання	Коеф. Подібності графіків споживання	Вартість підключення до мережі	Частка промисловості в структурі споживання	Співвідношення генеративної СЕС до генеративних маневрених електростанцій	Показник SAIDI	Якість надання послуг	Показник якості електричної енергії														
Регіони що оцінюються		MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN
1	Вінницька область	0,509	1,000	0,172	1,000	0,535	1,000	0,100	1,000	0,901	0,000	0,563	1,000	0,160	0,793	0,967	0,997	0,228											
2	Волинська область	0,356	0,000	0,172	0,483	0,337	0,483	0,032	0,483	0,579	0,761	0,576	0,976	0,259	0,995	0,470	0,976	0,010											
3	Дніпропетровська область	0,798	0,889	0,203	0,155	0,531	0,155	0,458	0,000	0,000	1,000	0,998	0,753	1,000	0,920	0,753	0,448	1,000											
4	Донецька область	0,663	0,945	0,922	0,237	0,720	0,237	0,644	0,471	0,471	0,096	1,000	0,968	0,903	0,000	0,000	0,968	0,450											
5	Житомирська область	0,650	0,000	0,453	0,603	0,349	0,603	0,049	0,968	0,968	0,737	0,639	0,890	0,436	0,989	0,890	0,998	0,127											
6	Закарпатська область	0,098	0,734	0,000	0,371	0,551	0,371	0,242	0,944	0,944	0,818	0,435	0,061	0,872	0,700	0,700	0,978	0,238											
7	Запорізька область	0,736	0,978	0,922	0,448	1,000	0,448	1,000	0,154	0,154	0,643	0,608	0,739	0,603	0,856	0,856	0,540	0,451											
8	Івано-Франківська область	0,147	0,944	0,266	0,590	0,000	0,590	0,299	0,995	0,995	0,109	0,630	0,603	0,231	0,905	0,876	0,165	0,271											
10	Київська область	0,607	0,000	0,375	0,461	0,245	0,461	0,060	0,974	0,974	0,973	0,508	0,231	0,855	0,499	0,499	0,997	0,192											
11	Кіровоградська область	0,491	0,000	1,000	0,108	0,449	0,108	0,475	0,449	0,546	0,574	0,855	0,541	0,762	0,162	0,162	1,000	0,000											
12	Луганська область	0,675	0,932	0,391	0,168	0,413	0,168	0,184	0,482	0,482	0,084	0,995	0,460	0,240	0,000	0,290	0,574	0,625											
13	Львівська область	0,405	0,676	0,516	0,539	0,285	0,539	0,109	0,731	0,731	0,768	0,000	0,240	0,240	0,912	0,738	0,971	0,265											
14	Миколаївська область	0,650	0,926	0,766	0,168	0,494	0,168	0,296	1,000	1,000	0,862	0,948	0,294	0,294	0,276	0,427	0,862	0,648											
15	Одеська область	1,000	0,957	0,156	0,000	0,353	0,000	0,052	0,865	0,865	0,839	0,637	0,083	0,083	0,461	0,577	0,721	0,234											
16	Полтавська область	0,638	0,000	0,020	0,543	0,189	0,000	0,020	0,803	0,803	0,651	0,642	0,768	0,768	1,000	0,659	0,962	0,349											
17	Рівненська область	0,307	0,000	0,344	0,638	0,347	0,638	0,038	0,767	0,767	0,438	0,656	0,380	0,380	0,996	1,000	0,969	0,302											
18	Сумська область	0,460	0,000	0,984	0,422	0,374	0,422	0,081	0,677	0,677	0,816	0,988	0,440	0,440	0,998	0,673	0,871	0,053											
19	Тернопільська область	0,215	0,000	0,000	0,357	0,626	0,357	0,104	0,809	0,809	0,396	0,487	0,085	0,085	0,989	0,747	0,938	0,066											
20	Харківська область	0,712	0,000	0,000	0,288	0,462	0,000	0,294	0,774	0,774	0,853	0,772	0,274	0,274	1,000	0,673	0,000	0,046											
21	Херсонська область	0,847	1,000	0,875	0,564	0,059	0,564	0,063	0,742	0,742	0,514	0,839	0,014	0,303	0,783	0,634	0,882	0,587											
22	Хмельницька область	0,380	0,000	0,359	0,349	0,481	0,349	0,115	0,660	0,660	0,227	0,061	0,303	0,303	0,989	0,461	1,000	0,046											
23	Черкаська область	0,577	0,000	0,391	0,164	0,623	0,164	0,172	0,930	0,930	0,681	0,874	0,552	0,552	0,989	0,790	0,764	0,104											
24	Чернівецька область	0,000	0,741	0,406	0,474	0,701	0,474	0,190	0,794	0,794	0,716	0,000	0,000	0,000	0,987	0,902	1,000	0,119											
25	Чернігівська область	0,699	0,000	0,406	0,195	0,288	0,195	0,000	0,612	0,612	0,545	0,639	0,257	0,257	0,983	0,962	0,926	0,040											

Таблиця 4.4 – Ваговий показник критерію оцінювання за методом ІЕВ

№	k_1	k_2	k_3	k_4	k_5	k_6	k_7	k_8	k_9	k_{10}	k_{11}	k_{12}	k_{13}
H_i	3,1649	3,166	3,153	3,1671	3,1617	3,1667	3,1605	3,1614	3,1593	3,1607	3,1658	3,1657	3,1611
G_i	-2,165	-2,166	-2,153	-2,167	-2,162	-2,167	-2,16	-2,161	-2,159	-2,161	-2,166	-2,166	-2,161
W_i	0,077	0,077	0,0766	0,0771	0,0769	0,0771	0,0768	0,0769	0,0768	0,0769	0,077	0,077	0,0769

Таблиця 4.5 – Місце регіону в рейтингу відповідно обраного способу розрахунку

№ Регіону	Спосіб оцінки	За узагальненими нормалізованими показниками		За узагальненими з врахуванням ваги критеріїв		За бальною оцінкою		За правилом Кондоре	
		Середньоквадратичне відхилення	Місце в рейтингу	Середньоквадратичне відхилення	Місце в рейтингу	Сума балів за усіма критеріями	Місце в рейтингу	Ступінь переваги	Місце в рейтингу
1	Вінницька область	0,64142364	8	0,20249101	12	165	10	6	7
2	Волинська область	0,55335867	21	0,18853435	19	124	21	1	11
3	Дніпропетровська область	0,72337327	2	0,22109735	2	200	1	16	2
4	Донецька область	0,64835582	7	0,20456231	9	180,5	5	9	5
5	Житомирська область	0,67808393	4	0,21607871	3	199	2	15	3
6	Закарпатська область	0,5900175	16	0,19324843	16	154,5	15	4	9
7	Запорізька область	0,72992388	1	0,2302927	1	200	1	16	2
8	Івано-Франківська область	0,55326773	22	0,18614872	21	160	12	8	6
10	Київська область	0,62047984	11	0,20323154	10	155	14	5	8
11	Кіровоградська область	0,61625231	12	0,20291725	11	154	16	4	9
12	Луганська область	0,48732912	23	0,17779897	23	141,5	17	0	12
13	Львівська область	0,58068655	17	0,19578887	15	155,5	13	5	8
14	Миколаївська область	0,65153802	6	0,2133237	5	192	3	19	1
15	Одеська область	0,56401206	19	0,18811673	20	130	20	1	11
16	Полтавська область	0,63774592	9	0,20676652	7	167,5	9	6	7
17	Рівненська область	0,62745762	10	0,20617619	8	175	7	8	6
18	Сумська область	0,68003193	3	0,21535497	4	177	6	6	7
19	Тернопільська область	0,55839397	20	0,18563138	22	133,5	19	0	12
20	Харківська область	0,57801261	18	0,19077713	18	164,5	11	6	7
21	Херсонська область	0,61578301	13	0,20200894	13	154	16	3	10
22	Хмельницька область	0,48630832	24	0,17777207	24	130	20	1	11
23	Черкаська область	0,65177165	5	0,2122126	6	182	4	11	4
24	Чернівецька область	0,61156908	14	0,19295349	17	169,5	8	5	8
25	Чернігівська область	0,59937272	15	0,19690944	14	136	18	2	11

Рішення приймаємо на основі узагальнення нормалізованих показників, оскільки всі критерії по яких проводилась оцінка мають кількісний показник, тобто описані конкретними числовими значеннями. У випадку, якщо до наявних кількісних показників додати також якісні критерії оцінювання, доцільнішим стануть результати за бальною оцінкою та правилом Кондорсе.

Таблиця 4.6 – Нормалізовані значення критеріїв рейтингового оцінювання, з врахування вагового показника

№ Регіону	№ критерію		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	Назва критерію по якому проводиться оцінка		Технічно-досяжний потенціал енергії сонця	Вартість землі	Кількість земельних ділянок розміщення ВДЕ	Густина підстанцій на квадратний кілометр	Плутужність підстанцій на квадратний кілометр	Показник зношеності обладнання	Коеф. Подібності графіків споживання	Вартість підключення до мережі	Частка промисловості в структурі споживання регіону	Співвідношення генерації CE до генерації маневрених електростанцій	Показник SAIDI	Якість надання послуг	Показник якості електричної енергії
	Регіони що оцінюються		MAX	MIN	MAX	MAX	MAX	MIN	MIN	MIN	MAX	MIN	MIN	MIN	MAX
1	Вінницька область		0,039	0,077	0,013	0,041	0,008	0,069	0,000	0,043	0,012	0,061	0,075	0,077	0,018
2	Волинська область		0,027	0,037	0,013	0,026	0,002	0,045	0,058	0,044	0,020	0,076	0,036	0,075	0,001
3	Дніпропетровська область		0,061	0,012	0,016	0,041	0,035	0,000	0,077	0,077	0,077	0,071	0,058	0,035	0,077
4	Донецька область		0,051	0,018	0,071	0,056	0,050	0,036	0,007	0,077	0,069	0,000	0,000	0,075	0,035
5	Житомирська область		0,050	0,046	0,035	0,027	0,004	0,075	0,057	0,049	0,034	0,076	0,069	0,077	0,010
6	Закарпатська область		0,008	0,029	0,000	0,042	0,019	0,073	0,063	0,033	0,005	0,067	0,054	0,075	0,018
7	Запорізька область		0,057	0,035	0,071	0,077	0,077	0,012	0,049	0,047	0,057	0,066	0,067	0,042	0,035
8	Івано-Франківська область		0,011	0,045	0,020	0,000	0,023	0,077	0,008	0,048	0,046	0,070	0,068	0,013	0,021
10	Київська область		0,047	0,036	0,029	0,019	0,005	0,075	0,075	0,039	0,018	0,066	0,038	0,077	0,015
11	Кіровоградська область		0,038	0,008	0,077	0,035	0,036	0,042	0,044	0,066	0,042	0,059	0,012	0,077	0,000
12	Луганська область		0,052	0,013	0,030	0,032	0,014	0,037	0,006	0,077	0,035	0,000	0,022	0,044	0,048
13	Львівська область		0,031	0,042	0,039	0,022	0,008	0,056	0,059	0,000	0,018	0,070	0,057	0,075	0,020
14	Миколаївська область		0,050	0,013	0,059	0,038	0,023	0,077	0,066	0,073	0,023	0,021	0,033	0,066	0,050
15	Одеська область		0,077	0,000	0,012	0,027	0,004	0,067	0,064	0,049	0,006	0,035	0,044	0,056	0,018
16	Полтавська область		0,049	0,042	0,000	0,015	0,002	0,062	0,050	0,049	0,059	0,077	0,051	0,074	0,027
17	Рівненська область		0,024	0,049	0,026	0,027	0,003	0,059	0,034	0,050	0,029	0,077	0,077	0,075	0,023
18	Сумська область		0,035	0,033	0,075	0,029	0,006	0,052	0,063	0,076	0,034	0,077	0,052	0,067	0,004
19	Тернопільська область		0,017	0,028	0,000	0,048	0,008	0,062	0,030	0,037	0,006	0,076	0,058	0,072	0,005
20	Харківська область		0,055	0,022	0,000	0,036	0,023	0,060	0,066	0,059	0,021	0,077	0,052	0,000	0,004
21	Херсонська область		0,065	0,043	0,067	0,005	0,005	0,057	0,040	0,065	0,001	0,021	0,049	0,068	0,045
22	Хмельницька область		0,029	0,027	0,028	0,037	0,009	0,051	0,017	0,005	0,023	0,060	0,036	0,077	0,012
23	Черкаська область		0,044	0,013	0,030	0,048	0,013	0,072	0,052	0,067	0,042	0,076	0,061	0,059	0,008
24	Чернівецька область		0,000	0,036	0,031	0,054	0,015	0,061	0,055	0,000	0,000	0,076	0,069	0,077	0,009
25	Чернігівська область		0,054	0,015	0,031	0,022	0,000	0,047	0,042	0,049	0,020	0,076	0,074	0,071	0,003

На основі отриманих результатів найкращими регіонами для розміщення ВДЕ стали Запорізька область, Дніпропетровська область, Сумська область. Наступним кроком доцільно розглянути причини лідерства одних областей та причини відставання інших, для здійснення даного аналізу найкращим чином підходить метод Гар-аналізу.

4.1.3 Аналіз отриманих результатів та можливості їх використання

Гар-аналіз – це метод аналізу первинної інформації, що надає можливість, на основі дослідження фактичних та потенціальних (бажаних) показників, визначити прогалини в існуючій системі.

На основі проведеного оцінювання можна виявити вузькі місця, здійснення впливу на які призведе до покращення сукупного показника регіону в рейтингу. Вплив на показники доцільно здійснювати корегуючи стратегію розвитку регіону, відповідно визначаючи напрямок розвитку на основі підвищення показника критерію який визначає низьке місце регіону в рейтингу.

Вплив на ряд показників обмежений, оскільки вплинути на показники сонячної інсоляції чи вітрової активності неможливо. Також важко вплинути на структуру споживання електричної енергії, оскільки вона обумовлена електроозброєністю споживачів регіону, збільшити розгалуженість мережі також важко оскільки даний крок невиправданий та носить виключно ситуаційний характер.

Розробим рекомендації, які слід врахувати при формуванні стратегії розвитку регіону, розпочнемо з питання наявності та вартості земельних ділянок під розміщення ВДЕ. Вирішення цієї задачі є найпростішим оскільки не потребує фінансових впливів в проведенні змін. Шляхом реалізації є проведення аналізу наявних земельних ресурсів, у відповідності до геологічного кадастру регіону. Виокремлення земель які непридатні або недоцільні для використання під ведення господарства чи житлової забудови, до таких земель можна віднести: чагарники, території закритих заводів,

заболоченні місцевості, території з високим показником P_h , землі з низьким показником родючості. Додатковим кроком є формування бази земельних ділянок які виставлені на продаж або в окремих випадках під оренду.

Наступним критерієм на який можливе здійснення впливу, це стан обладнання мережі, вирішення цього питання є комбінованим оскільки вимагає взаємодії інвестора, ОСР, а також органами місцевої влади. Варіант вирішення має наступну структуру, органи місцевої влади в обмін на послуги ОСР, забезпечують інвестора територіями під розміщення ВДЕ, в свою чергу інвестор вкладає частину коштів в модернізацію мереж ОСР. Даний варіант забезпечує сукупну вигоду всім зацікавленим учасникам.

Вплинути на показник подібності графіку електроспоживання, можливо, найпростіше, оскільки дане регулювання виконується зміною тарифного плану на спожиту енергію дискримінованим за часом. Проте в регіонах з високим показником комунальних споживачів дане регулювання не буде мати такої продуктивності, як в регіонах з високим показником промислового споживання.

Наявність маневрових електростанцій в регіоні, важливий показник який впливає на можливості регулювання, шляхом забезпечення гнучкості графіку генерації, надає можливість погасити стохастичний ефект роботи ВДЕ, а також підвищує подібність графіку генерації з графіком споживання. Реалізація даного критерію теж потребує високого фінансового вливання, для побудови нових одиниць генерації та модернізації вже існуючих. Проте для регіонів з високою кількістю річних водойм, підвищення даного показника можливе шляхом розвитку малих ГЕС та ГАЕС. Розвиток таких електростанцій доцільно комбінувати з розвитком СЕС в регіоні, тобто спонукати інвесторів, які готові вкласти кошти в сонячну енергетику, вкладати також в гідроенергетику.

Питання якості електричної енергії та надійності електропостачання знаходяться виключно в юрисдикції ОСР, та залежать від великої сукупності особливостей. Вплив на основні з них здійснюється створенням систем

моніторингу та автоматизованого управління мережею. Збільшення кількості районних аварійно-ремонтних бригад, прискорення реакції на звернення споживачів, збільшення частоти обстежень мережевого обладнання є організаційними рішеннями, які слід приймати для покращення існуючої ситуації.

Відповідно до розглянутих варіантів впливу на покращення показників, формується стратегія розвитку регіону яка розділяється на дві групи: стратегія розвитку ОСР та стратегія розвитку інфраструктури регіону.

4.2 Вибір оптимального місця приєднання ВДЕ до мереж ОСР

4.2.1 Обґрунтування додаткових критеріїв та визначення їх характеристик при приєднанні ВДЕ

Поява нових ДРГ в структурі СЕП з законами регулювання, які неузгоджені з законами регулювання центру живлення мережі може призвести до погіршення якості електричної енергії та надійності електропостачання споживачів.

Критеріями оптимальності є завантаженість трансформаторів підстанції, подібність графіку споживання до графіку генерації ДРГ, наявність промислових споживачів з однозмінним графіком роботи (потенціально активні споживачі), наявність в мережі інших ДРГ, частота і тривалість відключень ділянки мережі яка розглядається, відхилення напруги, втрати потужності та енергії, наявність вільних земельних ділянок в радіусі від точки до якої здійснюється підключення (важливо для СЕС).

Першим визначаємо відповідність параметру «Міцність» електричної мережі, у світовій практиці, у випадку приєднання ВДЕ, оцінюється критерієм K (таблиця 3.1), що рівний відношенню потужності короткого замикання на системних шинах $S_{кз_сш}$ до потужності ВДЕ, що підключається до електричної мережі та визначається за формулою (3.9):

Потужність КЗ трансформаторів на шинах 35 кВ ПС 110 -35 «Борщів» складають 73,6 МВА для Т-1 та 131,5 МВА для Т2. При $K \geq 5$ проведення

ніяких спеціальних досліджень виконувати не потрібно, звідси максимальна потужність ВДЕ, яку можна підключити на шини без додаткових досліджень розраховуємо за формулою (4.5):

$$S_{ВДЕ} = S_{КЗ_СШ} / K \quad (4.5)$$

$$S_{ВДЕ1} = S_{КЗ_СШ1} / K = 73,6 / 5 = 14,72 \text{ МВА};$$

$$S_{ВДЕ2} = S_{КЗ_СШ2} / K = 131,5 / 5 = 26,5 \text{ МВА};$$

На даному етапі при впровадженні нових генеруючих потужностей на основі ВДЕ виникає ряд питань щодо:

- потужності розосереджених джерел генерування;
- оптимального місця підєднання ВДЕ до розподільної електричної мережі;
- узгодження графіків навантаження споживачів та генерування ВДЕ із врахуванням нестабільності їх роботи;
- оптимального керування потоками потужності з метою зменшення втрат енергії та покращення її якості.

Для наочності опишемо вплив місця підключення на основі критерію мінімізації втрат потужності, та відхилення напруги. В якості об'єкту дослідження обираємо Борщівську ПС 110 -35 кВ та підстанції 35-10 кВ, які отримують від неї живлення по великій і малій кільцевих схемах (рис. 4.4). Параметри віток ЛЕС наведені в таблиці 4.6. Схема складається з 15 віток та 13 вузлів. Навантаження вузлів ЛЕС наведені за умов денного максимуму навантаження для літнього дня (табл. 4.7) [67].

Оцінку даних проведеного моделювання виконуємо у відповідності до розробленого алгоритму (рис. 4.4).



Рисунок 4.4 – Алгоритм оцінювання вузлів ЛЕС сприймати генерацію на основі ВДЕ

Встановлена потужність генерування СЕС буде розглядатися в межах від 1 МВт до 4,5 МВт. Параметри СЕС розраховано за допомогою програмного забезпечення PVsyst, в якості території для отримання показників інсоляції обрано с. Іванків Борщівського р. Тернопільської обл. результати розрахунку та моделювання роботи станцій потужністю 1 МВт та 4,5 МВт наведені в додатку Г.

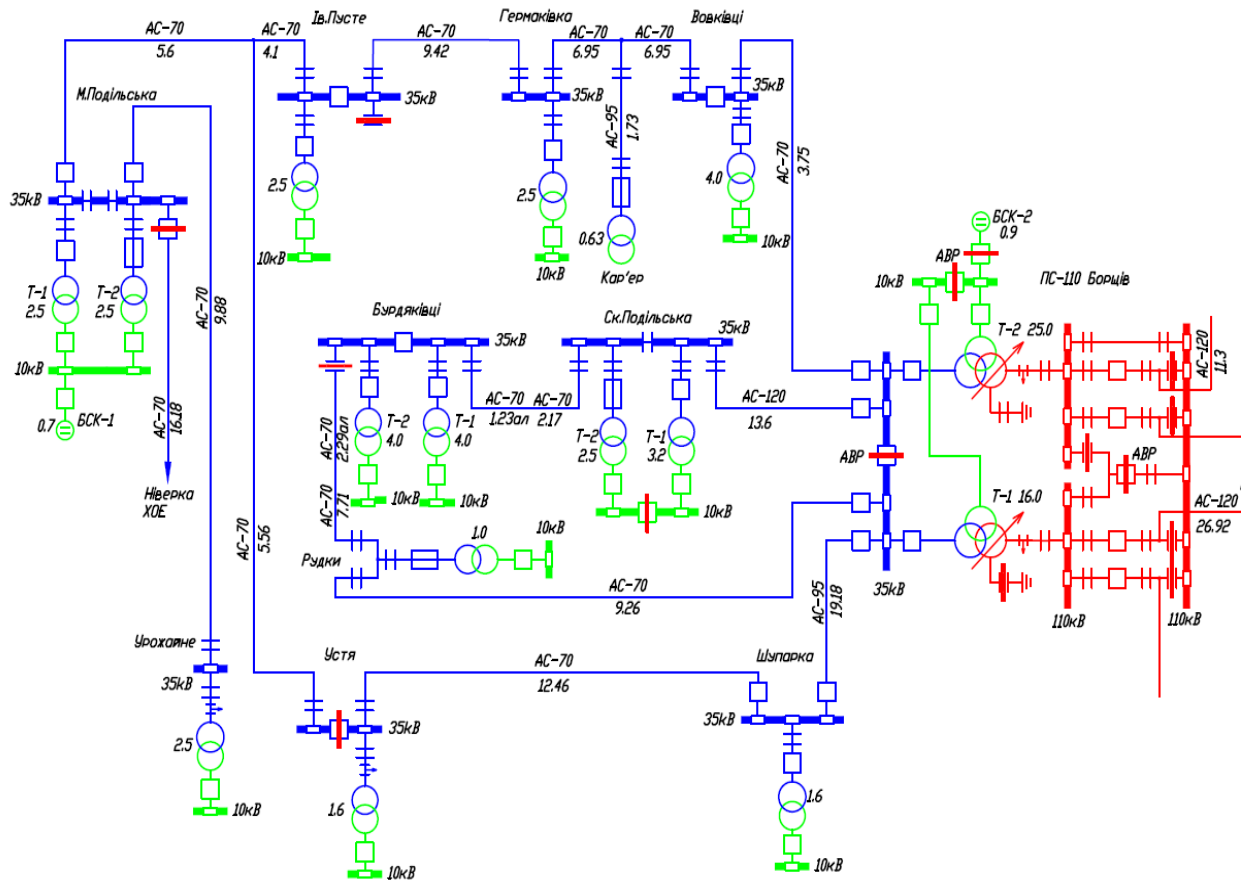


Рисунок 4.5 – Однолінійна схема нормального режиму «Борщів» [67]

Таблиця 4.7 – Параметри віток ЛЕС

Умовні позначення ЛЕП	Марка проводу	Довжина ЛЕП, км
0-1	AC-95	19,18
1-2	AC-70	12,46
2-10	AC-70	5,56
10-9	AC-70	4,1
9-8	AC-70	9,42
8-7	AC-70	13,9
7-6	AC-70	6,95
6-0	AC-95	19,18
10-11	AC-70	9,7
11-12	AC-70	16,18
11-13	AC-70	9,88
0-3	AC-70	9,26
3-5	AC-70	10
5-4	AC-70	3,4
4-0	AC-120	13,6

Таблиця 4.8 – Навантаження вузлів ЛЕС, нормальний режим, літній день 2019р.

№	Назва вузла	Клас напруги	Активна	Реактивна
1	ПС Шупарка	35/10	0,5	0,2
2	ПС Устя	35/10	0,7	0,3
3	ПС Рудки	35/10	0,4	0,2
4	ПС Скала Подільська	35/10	1,2	0,5
5	ПС Бурдяківці	35/10	0,3	0,1
6	ПС Вовківці	35/10	0,4	0,2
7	ПС Кар'єр	35/10	0	0
8	ПС Германівка	35/10	0,5	0,2
9	ПС Ів. Пусте	35/10	0,7	0,3
10	Проміжний вузол	35	0	0
11	ПС М. Подільська	35/10	0,5	-0,2
12	ПС Ніверська	35	0	0
13	ПС Урожайне	35/10	0,7	0,3

Будуємо еквівалентну схему розгалуженої розподільної лінії (рис. 4.6) для нормального режиму роботи мережі. Розраховуємо втрати активної потужності в кожній вітці мережі за формулою (3.1), за умови відсутності ДРГ в мережі.

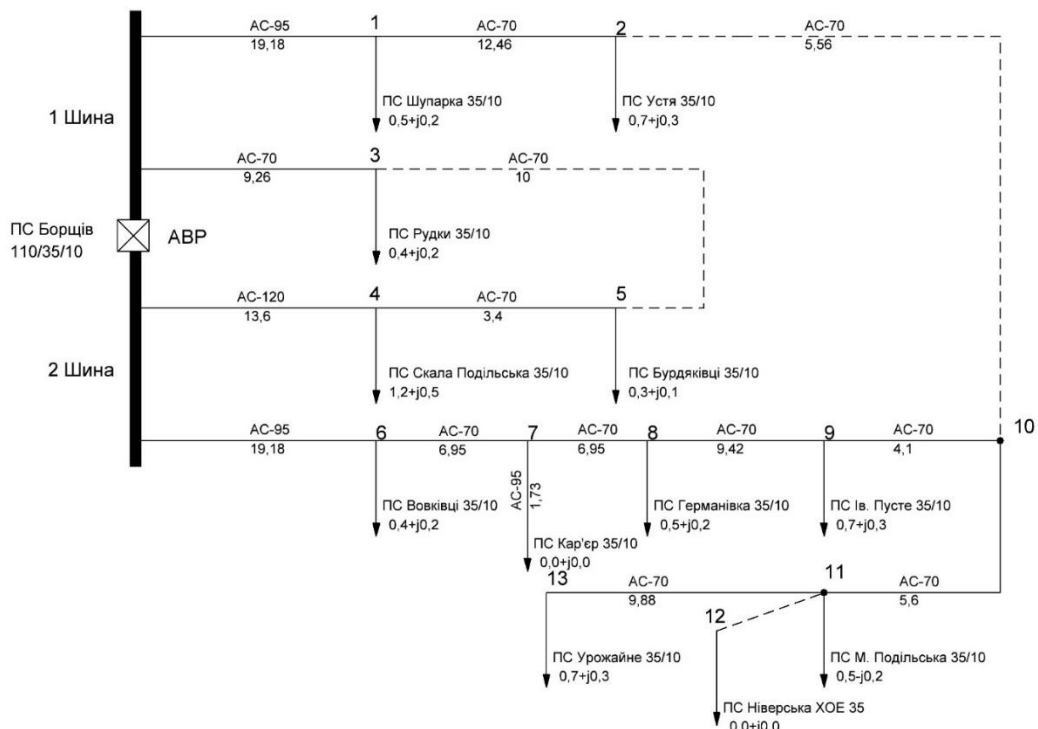


Рисунок 4.6 – Еквівалентна схема нормального режиму «Борців»

Наступним кроком підключаємо потужність ДРГ 1 МВт, по чергово, в кожен вузол мережі та визначаємо сумарні втрати активної потужності мережі за формулою (3.2), результати розрахунку наведені в таблиці 4.9.

Таблиця 4.9 – Втрати потужності в ЛЕС, нормальний режим, літній день 2019р.

№ Вузла	Назва ПС	Втрати в лінії				Сумарні втрати, кВт
		0-2	0-3	0-5	0-13	
	За відсутності ДРГ	10,446	0,669	7,195	97,508	115,819
1	ПС Шупарка	3,367	0,638	7,193	97,487	108,684
2	ПС Устя	4,919	0,638	7,193	97,487	110,237
3	ПС Рудки	10,446	5,264	7,193	97,487	120,390
4	ПС Скала Подільська	10,446	0,638	0,153	97,487	108,724
5	ПС Бурдяківці	10,446	0,638	2,383	97,487	110,954
6	ПС Вовківці	10,446	0,638	7,193	61,910	80,187
7	ПС Кар'єр	10,446	0,638	7,193	47,534	65,811
8	ПС Германівка	10,446	0,638	7,193	33,158	51,435
9	ПС Ів. Пусте	10,446	0,638	7,193	19,724	38,001
10	Проміжний вузол	10,446	0,638	7,193	17,601	35,878
11	ПС М. Подільська	10,446	0,638	7,193	14,702	32,979
12	ПС Ніверська	10,446	0,638	7,193	14,702	32,979
13	ПС Урожайне	10,446	0,638	7,193	15,932	34,210

Отримані результати свідчать, що найменші втрати потужності будуть у випадку підключення ДРГ до шин ПС «М. Подільська». Струми при нормальному режиму роботи ЛЕС мають наступні напрямки розтікання (рис 4.6). У випадку підключення потужності ДРГ 1 МВт отримаємо наступну схему розтікання струмів (табл. 4.10), де від'ємні значення свідчать про виникнення перетікань в вітках.

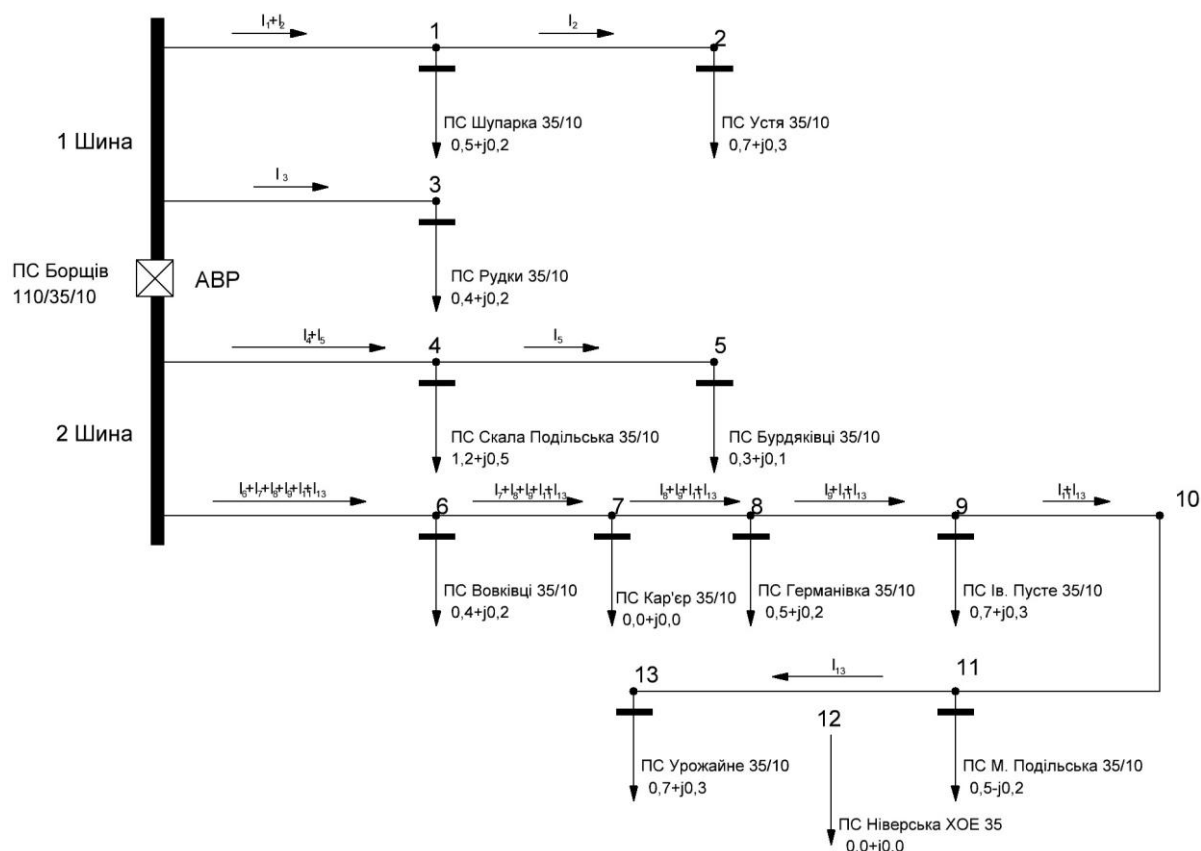


Рисунок 4.7 – Еквівалентна схема розтікання струмів нормального режиму
«Борщів»

Таблиця 4.10 – Струми гілок ЛЕС, нормальний режим, літній день 2019р.

[illegible]

Як видно з таблиці, в моменти максимальної генерації ДРГ в мережі струм змінює свій напрямок протікання, таким чином в мережі виникають різнонаправлені потоки потужності. Це свідчить про те, що в даному випадку доцільно використовувати іншу схему секціонування при нормальному режимі роботи. При підключенні ДРГ до шин за № 6, 7, 8, 9 зміни потоків не виникає що можна розглядати як оптимальний варіант.

Наступним кроком оцінимо падіння напруги в вузлах ЛЕС (табл. 4.11).

Таблиця 4.11 – Струми гілок ЛЕС, нормальний режим, літній день 2019р.

№	Місце встановлення													
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	За відсутності ДРГ	ПС Шупарка	ПС Устя	ПС Рудки	ПС Скала Подільська	ПС Бурдяківці	ПС Вовківці	ПС Кар'єр	ПС Германівка	ПС Ів. Пусте	Проміжний вузол	ПС М. Подільська	ПС Ніверська	ПС Урожайне
1	0,367	-0,104	0,367	0,367	0,367	0,367	0,367	0,367	0,367	0,367	0,367	0,367	0,367	0,367
2	0,799	0,329	0,370	0,799	0,799	0,799	0,799	0,799	0,799	0,799	0,799	0,799	0,799	0,799
3	0,193	0,193	0,193	-0,126	0,193	0,193	0,193	0,193	0,193	0,193	0,193	0,193	0,193	0,193
4	0,555	0,555	0,555	0,555	0,284	0,555	0,555	0,555	0,555	0,555	0,555	0,555	0,555	0,555
5	0,602	0,602	0,602	0,602	0,331	0,485	0,602	0,602	0,602	0,602	0,602	0,602	0,602	0,602
6	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320	-0,151	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320
7	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320	-0,151	0,081	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320
8	0,658	0,658	0,658	0,658	0,658	0,658	0,187	0,250	0,179	0,658	0,658	0,658	0,658	0,658
9	0,984	0,984	0,984	0,984	0,984	0,984	0,513	0,576	0,506	0,660	0,984	0,984	0,984	0,984
10	0,984	0,984	0,984	0,984	0,984	0,984	0,513	0,576	0,506	0,660	0,843	0,984	0,984	0,984
11	1,083	1,083	1,083	1,083	1,083	1,083	0,612	0,675	0,604	0,758	0,900	0,749	0,749	1,083
13	1,425	1,425	1,425	1,425	1,425	1,425	0,955	1,017	0,947	1,101	1,243	1,091	1,091	1,085

Результати розрахунків свідчать, що найкращий вплив на падіння напруги в ЛЕС буде в випадку розміщення ДРГ у вузлі №6 ПС «Вовківці». Оцінюючи значення падіння напруги для найбільш віддаленої ПС по кожній з гілок, цей показник буде найкращим при підключенні до вузла №8, №4, №3, №1 відповідно віткам, яким вони належать.

Як видно з отриманих результатів, використання критерію втрат активної потужності не надає безсумнівної відповіді. Оскільки приєднання ДРГ до вузла, на основі цього критерію, не дає таких же хороших результатів за критеріями впливу на зміну напрямків потоків потужності та зниження падіння напруги.

Проведемо аналогічний розрахунок за умови наявності в мережі інших ДРГ. Для проведення розрахунку, задаємось в вузлах №5 та №13 відповідною чисто активною потужністю, з якою працюють РДЕ в розглянутій період часу, 1 МВт та 0,6 МВт відповідно. Навантаження в вузлах не змінюється.

Наступним кроком підключаємо потужність ДРГ 1 МВт, по чергово, в кожен вузол мережі та визначаємо сумарні втрати активної потужності мережі за формулою (3.2), результати розрахунку наведені в таблиці 4.12.

Таблиця 4.12 – Втрати потужності в ЛЕС, нормальний режим, літній день «Борщів» за наявності інших ДРГ.

№ Вузла	Назва ПС	Втрати в лінії				Сумарні втрати
		0-2	0-3	0-5	0-13	
За відсутності ДРГ		10,446	0,669	2,385	34,536	48,036
1	ПС Шупарка	3,367	0,638	2,383	34,529	40,916
2	ПС Устя	4,919	0,638	2,383	34,529	42,469
3	ПС Рудки	10,446	5,264	2,383	34,529	52,622
4	ПС Скала Подільськаа	10,446	0,638	11,597	34,529	57,209
5	ПС Бурдяківці	10,446	0,638	20,851	34,529	66,463
6	ПС Вовківці	10,446	0,638	2,383	15,901	29,368
7	ПС Кар'єр	10,446	0,638	2,383	10,140	23,607
8	ПС Германівка	10,446	0,638	2,383	4,379	17,846
9	ПС Ів. Пусте	10,446	0,638	2,383	2,622	16,089
10	Проміжний вузол	10,446	0,638	2,383	5,581	19,048
11	ПС М. Подільська	10,446	0,638	2,383	9,624	23,091
13	ПС Урожайне	10,446	0,638	2,383	23,101	36,569

Отримані результати свідчать, що найменші втрати потужності будуть у випадку підключення ДРГ до шин ПС «Ів. Пусте». Струми при нормальному режиму роботи ЛЕС мають наступні напрямки розтікання (рис 4.8).

Як видно з таблиці, в моменти максимальної генерації ДРГ в мережі струм змінює свій напрямок протікання, що призводить до збільшення потоків. При підключенні ДРГ до шини № 6 зміни потоків не виникає що можна розглядати як оптимальний варіант, на від мінус від попереднього варіанту де було 4 альтернативи з збереженням напрямку розтікання.

Наступним кроком оцінимо падіння напруги в вузлах ЛЕС (табл. 4.14).

Таблиця 4.14 – Падіння напруги в вузлах ЛЕС, нормальний режим, за наявності інших ДРГ в ЛЕС.

№	Місце встановлення													
	За відсутності ДРГ	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		ПС Шупарка	ПС Устя	ПС Рудки	ПС Скала Подільська	ПС Бурдяківці	ПС Вовківці	ПС Кар'єр	ПС Германівка	ПС Ів. Пусте	Проміжний вузол	ПС М. Подільська	ПС Ніверська	ПС Урожайне
1	0,367	-0,104	0,367	0,367	0,367	0,367	0,367	0,367	0,367	0,367	0,367	0,367	0,367	0,367
2	0,799	0,329	0,370	0,799	0,799	0,799	0,799	0,799	0,799	0,799	0,799	0,799	0,799	0,799
3	0,193	0,193	0,193	-0,126	0,193	0,193	0,193	0,193	0,193	0,193	0,193	0,193	0,193	0,193
4	0,555	0,555	0,555	0,555	0,284	0,555	0,555	0,555	0,555	0,555	0,555	0,555	0,555	0,555
5	0,485	0,485	0,485	0,602	0,214	0,368	0,485	0,485	0,485	0,485	0,485	0,485	0,485	0,485
6	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320	-0,151	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320
7	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320	-0,151	0,081	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320
8	0,658	0,658	0,658	0,658	0,658	0,658	0,187	0,250	0,179	0,658	0,658	0,658	0,658	0,658
9	0,984	0,984	0,984	0,984	0,984	0,984	0,513	0,576	0,506	0,660	0,984	0,984	0,984	0,984
10	0,984	0,984	0,984	0,984	0,984	0,984	0,513	0,576	0,506	0,660	0,843	0,984	0,984	0,984
11	1,083	1,083	1,083	1,083	1,083	1,083	0,612	0,675	0,604	0,758	0,900	0,749	0,749	1,083
13	1,221	1,221	1,221	1,425	1,221	1,221	0,751	0,813	0,743	0,897	1,038	0,887	0,887	0,881

Результати розрахунків свідчать, що найкращий вплив на падіння напруги в ЛЕС буде в випадку розміщення ДРГ у вузлі №6 ПС «Вовківці». Оцінюючи значення падіння напруги для найбільш віддаленої ПС по кожній з гілок, цей показник буде найкращим при підключенні до вузла №8, №4, №3, №1 відповідно віткам, яким вони належать.

Як видно з отриманих результатів, при наявності в ЛЕС уже працюючих ДРГ, оптимально точка за критерієм втрат потужності змінюється. Хоча

додаткові параметри, падіння напруги та поява реверсних потоків потужності, мають найкращі показники в тих же точках.

Змінимо умови задачі, таким чином щоб сумарна потужність ДРГ була наближена до максимально допустимого показника відношення потужності ВДЕ до потужності КЗ на шинах до яких вони приєднані. Для проведення розрахунку, задаємось в вузлах №5 та №13 відповідною чисто активною потужністю, з якою працюють РДЕ в розглянутій період часу, 3 МВт та 2.МВт відповідно. Навантаження в вузлах не змінюється.

Потужність нового ДРГ для підключення обираємо, таким чином щоб в умовах задачі його впровадження несло негативний вплив на показник втрат потужності (рис. 4.9), обираємо варіант з підключенням 1.6 МВт. Розрахунок інших параметрів проводимо таким же чином як і в попередніх варіантах, результати розрахунку наведені в таблиці 4.15.

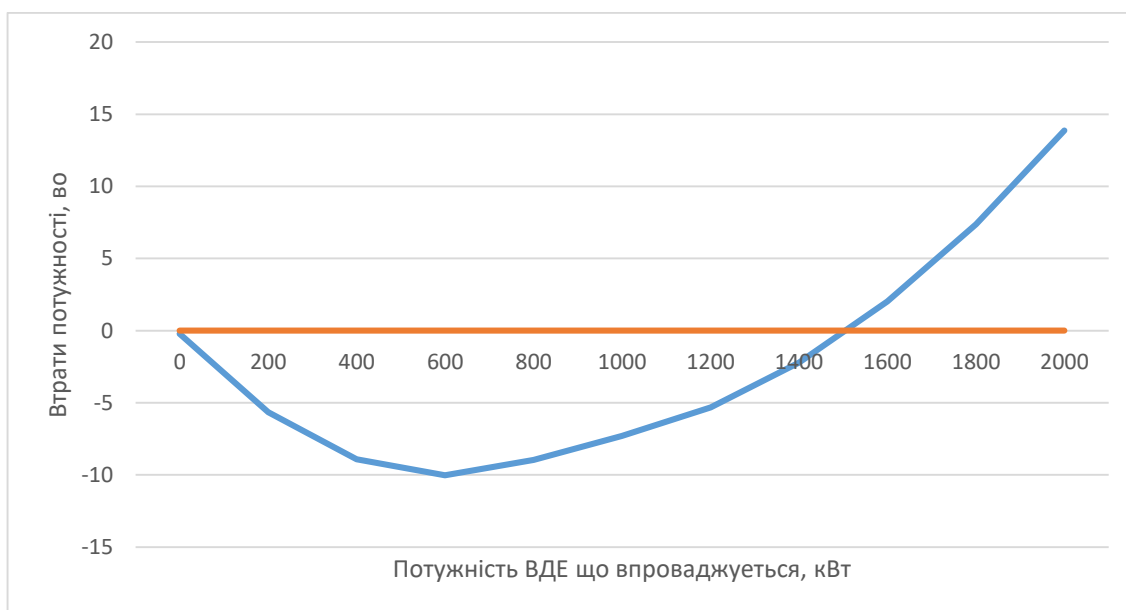


Рисунок 4.9 – Графік впливу впровадження нових потужностей ВДЕ в ЛЕС «Борщів» за наявності інших потужних ДРГ

Таблиця 4.15 – Втрати потужності в ЛЕС, нормальний режим, літній день «Борщів» за наявності потужних ДРГ.

№ Вузла	Назва ПС	Втрати в лфнфї				Сумарні втрати
		0-2	0-3	0-5	0-13	
За відсутності ДРГ		10,446	0,669	62,598	51,444	125,157
1	ПС Шупарка	12,679	0,638	62,596	51,257	127,169

2	ПС Устя	27,518	0,638	62,596	51,257	142,008
3	ПС Рудки	10,446	17,222	62,596	51,257	141,520
4	ПС Скала Подільська	10,446	0,638	137,150	51,257	199,490
5	ПС Бурдяківці	10,446	0,638	177,806	51,257	240,146
6	ПС Вовківці	10,446	0,638	62,596	98,289	171,968
7	ПС Кар'єр	10,446	0,638	62,596	128,126	201,806
8	ПС Германівка	10,446	0,638	62,596	157,964	231,643
9	ПС Ів. Пусте	10,446	0,638	62,596	208,086	281,766
10	Проміжний вузол	10,446	0,638	62,596	235,861	309,541
11	ПС М. Подільська	10,446	0,638	62,596	273,797	347,477
13	ПС Урожайне	10,446	0,638	62,596	350,882	424,561

Отримані результати свідчать, що найменші втрати потужності будуть у випадку підключення ДРГ до шин максимально наближених до центру живлення. Струми при нормальному режимі роботи ЛЕС мають наступні напрямки розтікання (рис 4.10).

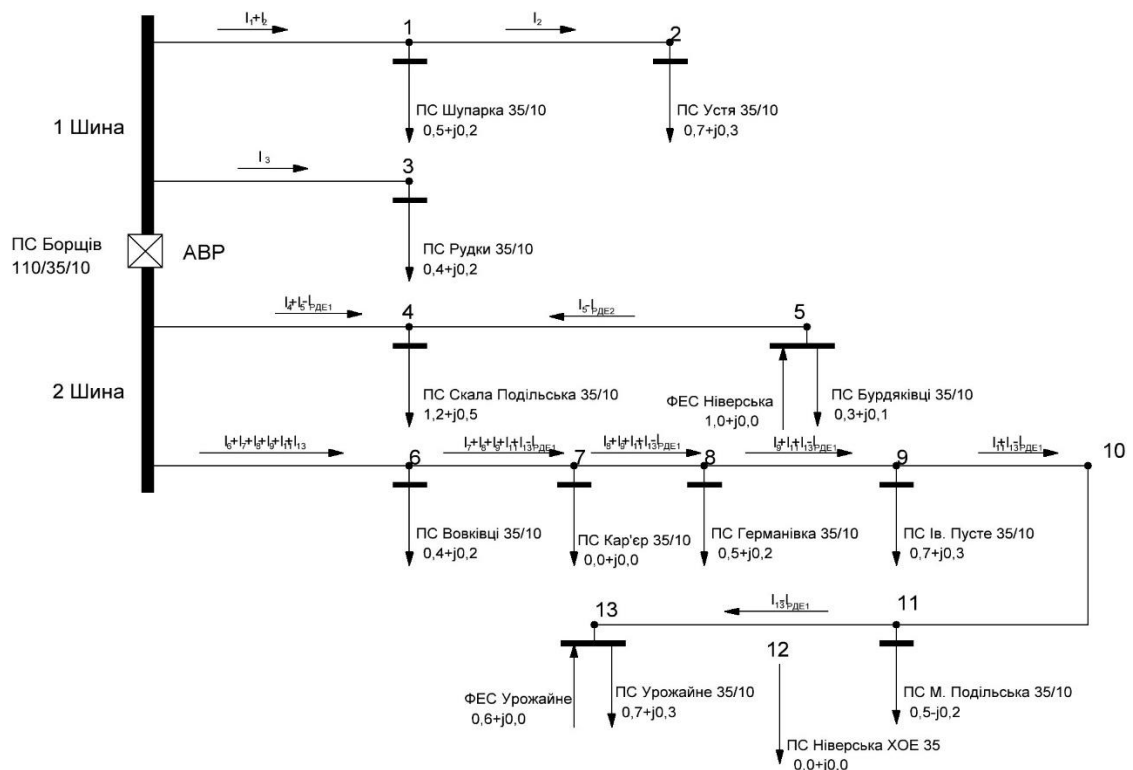


Рисунок 4.10 – Еквівалентна схема розтікання струмів нормального режиму «Борщів» за наявності потужних ДРГ в ЛЕС

Таблиця 4.16 – Струми гілок ЛЕС, нормальний режим, за наявності потужних ДРГ в ЛЕС.

№	Місце установки												
	За відсутності ДРГ	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	13
		ПС Шупарка	ПС Устя	ПС Рудки	ПС Скала Подільська	ПС Бурдяківці	ПС Вовківці	ПС Кар'єр	ПС Германівка	ПС Ів. Пусте	Проміжний вузол	ПС М. Подільська	ПС Урожайне
0-1	21,45	-24,27	-24,27	21,45	21,45	21,45	21,45	21,45	21,45	21,45	21,45	21,45	21,45
1-2	12,56	12,56	-33,15	12,56	12,56	12,56	12,56	12,56	12,56	12,56	12,56	12,56	12,56
0-3	7,38	7,38	7,38	-38,34	7,38	7,38	7,38	7,38	7,38	7,38	7,38	7,38	7,38
0-4	-59,05	-59,05	-59,05	-59,05	-104,77	-104,77	-59,05	-59,05	-59,05	-59,05	-59,05	-59,05	-59,05
4-5	-80,50	-80,50	-80,50	-80,50	-80,50	-126,21	-80,50	-80,50	-80,50	-80,50	-80,50	-80,50	-80,50
0-6	-6,87	-6,87	-6,87	-6,87	-6,87	-6,87	-52,59	-52,59	-52,59	-52,59	-52,59	-52,59	-52,59
6-7	-14,25	-14,25	-14,25	-14,25	-14,25	-14,25	-14,25	-59,97	-59,97	-59,97	-59,97	-59,97	-59,97
7-8	-14,25	-14,25	-14,25	-14,25	-14,25	-14,25	-14,25	-14,25	-59,97	-59,97	-59,97	-59,97	-59,97
8-9	-23,13	-23,13	-23,13	-23,13	-23,13	-23,13	-23,13	-23,13	-23,13	-68,85	-68,85	-68,85	-68,85
9-10	-35,70	-35,70	-35,70	-35,70	-35,70	-35,70	-35,70	-35,70	-35,70	-35,70	-81,41	-81,41	-81,41
10-11	-35,70	-35,70	-35,70	-35,70	-35,70	-35,70	-35,70	-35,70	-35,70	-35,70	-35,70	-81,41	-81,41
11-13	-44,58	-44,58	-44,58	-44,58	-44,58	-44,58	-44,58	-44,58	-44,58	-44,58	-44,58	-44,58	-90,29

Як видно з таблиці, в моменти максимальної генерації ДРГ в мережі струм у всіх вітках змінює свій напрямок протікання, що викликає значні потоки потужності в напрямку центра живлення, в наближенні до точки підключення ДРГ їх значення може перевищувати номінальні показники ліній, у випадку зниження навантаження у вузлі. При підключенні ДРГ до вузлів шини 2, не входить в область альтернатив, оскільки в будь-якому випадку призведе до збільшення реверсного потоку через Т-2 ПС «Борщів». Тому при такій конфігурації ЛЕС, в якості потенціальних для розміщення, розглядають лише вузли розміщені на лініях підключених до шин Т-1 ПС «Борщів»

Оцінимо падіння напруги в вузлах ЛЕС (табл. 4.16).

Таблиця 4.17 – Падіння напруги в вузлах ЛЕС, нормальний режим, за наявності потужних ДРГ в ЛЕС.

№	Місце встановлення													
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	За відсутності ДРГ	ПС Шупарка	ПС Устя	ПС Рудки	ПС Скала Подільська	ПС Бурдяківці	ПС Вовківці	ПС Кар'єр	ПС Германівка	ПС Ів. Пусте	Проміжний вузол	ПС М. Подільська	ПС Ніверська	ПС Урожайне
1	0,367	-0,386	0,367	0,367	0,367	0,367	0,367	0,367	0,367	0,367	0,367	0,367	0,367	0,367
2	0,799	0,046	0,113	0,799	0,799	0,799	0,799	0,799	0,799	0,799	0,799	0,799	0,799	0,799
3	0,193	0,193	0,193	-0,126	0,193	0,193	0,193	0,193	0,193	0,193	0,193	0,193	0,193	0,193
4	0,555	0,555	0,555	0,555	0,121	0,555	0,555	0,555	0,555	0,555	0,555	0,555	0,555	0,555
5	0,251	0,251	0,251	0,602	-0,183	0,063	0,251	0,251	0,251	0,251	0,251	0,251	0,251	0,251
6	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320	-0,433	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320
7	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320	-0,433	-0,063	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320	0,320
8	0,658	0,658	0,658	0,658	0,658	0,658	-0,096	0,106	-0,108	0,658	0,658	0,658	0,658	0,658
9	0,984	0,984	0,984	0,984	0,984	0,984	0,231	0,433	0,218	0,465	0,984	0,984	0,984	0,984
10	0,984	0,984	0,984	0,984	0,984	0,984	0,231	0,433	0,218	0,465	0,758	0,984	0,984	0,984
11	1,083	1,083	1,083	1,083	1,083	1,083	0,329	0,531	0,317	0,564	0,815	0,548	0,548	1,083
13	0,745	0,745	0,745	1,425	0,745	0,745	-0,008	0,194	-0,021	0,226	0,478	0,211	0,211	0,201

Результати розрахунків свідчать, що найкращий вплив на падіння напруги в ЛЕС буде в випадку розміщення ДРГ у вузлі №6 ПС «Вовківці», проте в умовах даної задачі цю точку розглядати недоцільно, як і інші розміщені на вітках шин Т-2 ПС «Борщів». Тому визначаємо альтернативи, з огляду на вплив інших критеріїв, в такому випадку вузол ПС «Шупарка» є найкращим.

Оскільки забезпечення показників якості електричної енергії та надійності електропостачання суворо прописані в стандарті підприємства СОУ НЕК 341.001:2019 [24], та обумовлюються при наданні технічних умов на підключення. Показники якості електричної енергії, що виробляється ВЕС та СЕС, в ТЗП мають відповідати вимогам, встановленим ГОСТ 13109 та ДСТУ EN 50160. Тому при створенні списку критеріїв для оцінки точок мережі, вплив на показники якості враховується на основі коливань напруги.

Завантаженість трансформаторів ПС визначається за формулою (4.6)

$$\beta = \frac{S_{max}}{S_H} = \frac{P_{max}}{S_H \cdot \cos \varphi} = \frac{I_2}{I_{2H}} \quad (4.6)$$

де S_{max} — максимальна споживана потужність при нормальних умовах; S_H — номінальна повна потужність трансформатора; P_{max} — максимальна корисна потужність трансформатора при нормальних умовах; $\cos \varphi$ — коефіцієнт потужності навантаження; I_2 — номінальний струм трансформатора на вторинній обмотці; I_{2H} — максимальне значення струму за нормальних умов навантаження.

Таким чином, на основі даного критерію, можливо провести оцінку таких показників як: навантаження споживачів підключених до шин ПС; значення струмів у вітках; склад потужності. Відповідно, до розрахунків проведених в пункті 2.1.1 розділу 4, вузли ЛЕС з трансформаторами, які високий коефіцієнт завантаження, оцінюються як більш доцільні до підключення ВДЕ, оскільки характеризують високим навантаженням. У випадку підключення ВДЕ до шин ТП збільш завантаженими трансформаторами, знижується можливість виникнення реверсних потоків потужності, знижуються втрати потужності в лініях, зменшується падіння напруги у вузлі при максимальних навантаженнях.

Подібність графіку споживання, показник який теж впливає з розрахунків проведених в пункті 2.1.1 розділу 4, оскільки, у випадку максимальної подібності графіку навантаження споживачів та графіку генерації ВДЕ, має позитивний вплив на зниження втрат потужності, зменшує ймовірність виникнення значних реверсних потоків потужності, та покращить показник напруги у вузлі. Оскільки генерована потужність буде споживатись безпосередньо в місці приєднання та не впливатиме на інші елементи ЛЕС.

Склад споживачів, цей критерій ґрунтується на відношенні споживачів промислового сектору до споживачів побутового навантаження. Споживачі промислового сектору мають вищу керованість з точки зору управління потужністю на протязі доби. Особливо це характерно для однозмінних потужних промислових підприємств, які зацікавлені в економії коштів шляхом участі в балансуванні потужності. Таким чином критерій який показує

відношення споживачів, які підключені до шин підстанції, яка розглядається, дає змогу оцінити актуальність підключення.

Наявність в ЛЕС, яка оцінюється, маневрової генерації, а також її відношення до потужності нерегульованих ВДЕ, які розглядаються для розміщення, є позитивним параметром. Зокрема значення коефіцієнта регулювання, який показує швидкість зміни потужності яка видається від мінімального значення до максимального. Фактор близькості таких маневрових одиниць до вузла підстанції, зменшує ймовірність виникнення реверсних потоків потужності та коливань напруги.

В сукупності з критерієм, наявності територій під розміщення генеруючого обладнання, з точки зору віддаленості від шин підстанції, які впливають з втрат потужності в лініях та витрат на спорудження лінії електропередачі, проведемо комплексну оцінку точок ЛЕС.

4.2.2 Формування рейтингу вузлів ЛЕС при приєднанні ВДЕ

Аналіз вузлів ЛЕС проводимо на основі алгоритму методики рейтингового оцінювання, відповідно до структури наведеної на (рис. 4.1), обґрунтовуючи проведені розрахунки.

В якості вузлів для оцінки, обираємо підстанції 35/10 ЛЕС «Борщів», які мають навантаження на шинах (додаток Г), з відповідними параметрами [67], з врахуванням територіальних особливостей [69] Відповідно критеріями для оцінки слугують параметри вплив яких на роботу ВДЕ в ЛЕС описано в пункті 4.2.1 та 4.2.2, а саме:

- коефіцієнт подібності графіку споживання;
- завантаженість трансформаторів;
- навантаження у вузлі;
- наявність маневрених потужностей;
- частка промислових споживачів;
- стійкість до інших ВДЕ;
- коефіцієнт потужності;

- площа території придатних для розміщення.

Визначаємо числові значення обраних критеріїв рейтингового оцінювання для кожного об'єкта оцінювання, формуємо зведену матрицю показників в табличній формі (табл. 4.1), заповнюємо її у відповідності до значень показників наведених в додатку Г (табл. 4.19).

Таблиця 4.19 – Зведені показники для проведення рейтингового оцінювання

№	Назва критерію по якому проводиться оцінка Вузол що оцінюється	1 Коефіцієнт подібності графіку споживання, в.о.	2 Завантаженість трансформаторів, %	3 Навантаження у вузлі, МВт	4 Наявність маневрених потужностей, в.о.	5 Частка промислових споживачів, %	6 Стійкість до інших ВДЕ, в.о	7 Коефіцієнт потужності, в.о.	8 Площа території придатних для розміщення, га.
1	ПС Шупарка	2,036	40,000	0,539	0,441	0,117	0,767	0,928	16824
2	ПС Устя	1,018	21,900	0,762	0,139	0,164	0,718	0,919	15799
3	ПС Рудки	2,953	45,000	0,447	0,531	0,112	0,591	0,894	20977
4	ПС Скала Подільська	0,349	21,000	1,300	0,183	0,142	0,743	0,923	15583
5	ПС Бурдяківці	5,905	10,000	0,316	0,334	0,194	0,693	0,949	20115
6	ПС Вовківці	2,953	14,000	0,447	1,090	0,139	1,000	0,894	18366
8	ПС Германівка	2,036	38,000	0,539	1,767	0,173	0,888	0,928	18241
9	ПС Ів. Пусте	1,018	26,000	0,762	0,328	0,121	0,728	0,919	19668
11	ПС М. Подільська	2,036	36,000	0,539	0,485	0,188	0,597	0,928	17849
13	ПС Урожайне	1,018	28,000	0,762	0,870	0,124	0,573	0,919	18022

При реалізації четвертого пункту алгоритму, проводимо нормалізацію значень критеріїв оцінювання. Дана процедура виконується, оскільки критерії оцінювання є різнонаправленими та мають різну фізичну природу.

Для критеріїв максимізації використовуємо формулу (4.7), а для критеріїв мінімізації використовуємо формулу (4.8).

$$A_{ik} = \frac{a_{ik}}{a_{k \max}}, k = \overline{1, n}, \quad (4.7)$$

$$A_{ik} = \frac{a_{k \min}}{a_{ik}}, k = \overline{1, n}, \quad (4.8)$$

Ранжування об'єктів проводим за формулою середньоквадратичного відхилення (4,3):

Таблиця 4,20 – Результати рейтингового оцінювання вузлів ЛЕС для підключення ВДЕ без врахування вагового показника

№	Назва критерію по якому проводиться оцінка Вузол що оцінюється	1	2	3	4	5	6	7	8	Показник оцінки	
		Коефіцієнт подібності графіку споживання, в.о.	Завантаженість трансформаторів, %	Навантаження у вузлі, МВт	Наявність маневрених потужностей, в.о.	Частка промислових споживачів, %	Стійкість до інших ВДЕ, в.о	Коефіцієнт потужності, в.о.	Площа території придатних для розміщення, га.	Середньоквадратичне відхилення	Місце вузла в рейтингу
Напрям нормалізації		min	max	max	max	max	min	max	max		
1	ПС Шупарка	0,17	0,89	0,41	0,22	0,59	0,75	0,98	0,80	0,672	6
2	ПС Устя	0,34	0,49	0,59	0,07	0,88	0,80	0,97	0,75	0,656	10
3	ПС Рудки	0,12	1,00	0,34	0,27	0,57	0,97	0,94	1,00	0,689	4
4	ПС Скала Подільська	1,00	0,47	1,00	0,09	0,72	0,77	0,97	0,74	0,776	2
5	ПС Бурдяківці	0,06	0,22	0,24	0,17	0,98	0,83	1,00	0,96	0,666	8
6	ПС Вовківці	0,22	0,31	0,34	0,55	0,70	0,57	0,94	0,88	0,687	5
8	ПС Германівка	0,17	0,84	0,41	1,00	0,72	0,65	0,98	0,87	0,807	1
9	ПС Ів. Пусте	0,34	0,58	0,59	0,17	0,61	0,79	0,97	0,94	0,668	7
11	ПС М. Подільська	0,17	0,80	0,41	0,25	1,00	0,96	0,98	0,85	0,698	3
13	ПС Урожайне	0,34	0,62	0,59	0,44	0,63	1,00	0,97	0,86	0,662	9

Таблиця 4.21 – Ваговий показник критерію оцінювання за методом ІЕW

№	k_1	k_2	k_3	k_4	k_5	k_6	k_7	k_8	k_9	k_{10}	k_{11}	k_{12}	k_{13}
H_i	3,1649	3,166	3,153	3,1671	3,1617	3,1667	3,1605	3,1614	3,1593	3,1607	3,1658	3,1657	3,1611
G_j	-2,165	-2,166	-2,153	-2,167	-2,162	-2,167	-2,16	-2,161	-2,159	-2,161	-2,166	-2,166	-2,161
W_i	0,077	0,077	0,0766	0,0771	0,0769	0,0771	0,0768	0,0769	0,0768	0,0769	0,077	0,077	0,0769

Таблиця 4,22 – Результати рейтингового оцінювання вузлів ЛЕС для підключення ВДЕ з врахування вагового показника

№	Назва критерію по якому проводиться оцінка Вузол що оцінюється	1	2	3	4	5	6	7	8	Показник оцінки	
		Коефіцієнт подібності графіку споживання, в.о.	Завантаженість трансформаторів, %	Навантаження у вузлі, МВт	Наявність маневрених потужностей, в.о.	Частка промислових споживачів,%	Стійкість до інших ВДЕ, в.о	Коефіцієнт потужності, в.о.	Площа тереторії придатних для розміщення, га.	Середньоквадратичне відхиленн	Місце вузла в рейтингу
Напрям нормалізації		min	max	max	max	max	min	max	max		
1	ПС Шупарка	0,02	0,11	0,05	0,03	0,07	0,09	0,12	0,10	0,082	6
2	ПС Устя	0,05	0,06	0,07	0,01	0,10	0,09	0,12	0,09	0,080	10
3	ПС Рудки	0,02	0,12	0,04	0,04	0,07	0,07	0,11	0,12	0,084	4
4	ПС Скала Подільська	0,13	0,06	0,13	0,01	0,09	0,09	0,12	0,09	0,097	2
5	ПС Бурдяківці	0,01	0,03	0,03	0,02	0,12	0,09	0,12	0,12	0,081	8
6	ПС Вовківці	0,02	0,04	0,04	0,08	0,09	0,12	0,11	0,11	0,084	5
8	ПС Германівка	0,02	0,11	0,05	0,13	0,11	0,11	0,12	0,10	0,100	1
9	ПС Ів. Пусте	0,05	0,07	0,07	0,02	0,08	0,09	0,12	0,11	0,082	7
11	ПС М. Подільська	0,02	0,10	0,05	0,04	0,12	0,07	0,12	0,10	0,085	3
13	ПС Урожайне	0,05	0,08	0,07	0,06	0,08	0,07	0,12	0,10	0,081	9

Як видно з отриманих результатів, застосування комплексного підходу для оцінки вузлів ЛЕС, надає можливість широкого вибору між підстанціями до яких здійснюються підключення. Використовуючи дані отримані з рейтингу підстанцій (табл. 4.22), рекомендується виконувати підключення до шин високої напруги 35 кВ ПС «Германівка», дане підключення забезпечує мінімальний негативний вплив на роботу ЛЕС, без внесення змін в її структуру. У випадку зміни значення критерію, в наслідок модернізації, зміни кількісного та якісного складу потужності, або за неможливості здійснення підключення до даного вузла, слід розглядати вузли, які знаходять наступними в рейтингу. У випадку зміни конфігурації схеми електропостачання, чи при введенні в мережу інших ВДЕ, даний рейтинг потребує перерахунку, оскільки поява ВДЕ сильно впливає на параметри ЛЕС.

Враховуючи складний характер впливу ВДЕ на електричну мережу, необхідно застосувати комплексний підхід, який передбачає впровадження систем автоматизації для гнучкого керування ВДЕ, заміну та реконструкцію обладнання, моніторинг стану мережі. Застосування такого підходу дозволить підвищити ефективність функціонування електричної мережі, забезпечить необхідний рівень безпеки мережі та якість електричної енергії. Однак остаточне рішення, щодо приєднання ВДЕ визначатиметься техніко-економічним обґрунтуванням з урахуванням впливу на якість електричної енергії в зоні можливого приєднання альтернативних джерел енергії.

Висновки за 4 розділом

Результати проведених розрахунків свідчать, що використання методу бенчмаркінгу при аналізі регіонів України щодо розміщення ВДЕ надають конструктивні рішення. Використання розширеної бази критеріїв для оцінки регіону, що враховують наявні земельні та водні ресурси, стан та структуру мереж, особливості споживання електричної, а також якість роботи ОСР, при визначенні рейтингу регіону надають можливості подальшого аналізу розвитку регіону в сфері енергетики.

На основі проведеного комплексного оцінювання виявлені вузькі місця, здійснення впливу на які дозволить забезпечити покращення сукупного показника регіону в рейтингу. Вплив на показники доцільно здійснювати корегуючи стратегію розвитку регіону, відповідно визначені напрямки розвитку на основі підвищення показника критерію який визначає низьке місце регіону в рейтингу. Відповідно до розглянутих варіантів впливу на покращення показників, формується стратегія розвитку регіону яка розділяється на дві групи: стратегія розвитку ОСР та стратегія розвитку інфраструктури регіону.

Застосування розширеної критеріальної бази при виборі вузла ЛЕС для підключення ВДЕ дозволяє врахувати появу нових ДРГ в структурі ЛЕС з законами регулювання, які неузгоджені з законами регулювання центру живлення мережі та можуть призвести до погіршення якості електричної енергії, а також надійності електропостачання споживачів.

Запропонований алгоритм перевірки гнучкості ЛЕС та стійкості вузла до зміни конфігурації мережі надав змогу оцінити особливості розміщення нових ВДЕ з врахуванням подальшого розвитку ЛЕС, та обрати найкращий варіант для розміщення ВДЕ відповідно до умови мінімізації негативного впливу на електричну мережу.

ВИСНОВКИ

Проведений комплексний аналіз основних структурних особливостей функціонування електричної мережі на різних рівнях підпорядкування, показав необхідність врахування особливостей впливу ВДЕ на кожен з розглянутих рівнів мереж в умовах сучасного стану мережевого обладнання, а також виявив проблеми пов'язані з станом мереж та особливостями відносин між різними суб'єктами структури постачання електричної енергії.

Формування списку параметрів (характеристик) генеруючого обладнання, характеристик мереж та особливостей споживачів, які потрібно враховувати при створенні бази критеріїв, що буде використана в задачах прийняття рішень розміщення ВДЕ, слід проводити з врахування можливостей реконструкції чи технічного переоснащення електричних мереж що вплине на зміни характеристик технічного стану на всіх рівнях підпорядкування електричної мережі.

Проведений аналіз методологічних аспектів та засобів реалізації комплексної оцінки місця приєднання ВДЕ довів можливість використання ряду багатокритеріального ряду прийняття рішень. Водночас суттєвим обмеження щодо використання цих методів є наявна статистика, яка не може бути в повній мірі використання в зазначених методах, що вимагає використання простіших алгоритмів, як приклад алгоритму бенчмаркінгу для формування рішення з подальшим використанням Гар-аналіз при створення рекомендацій для покращення якісної складової.

Виконані розрахунки підтвердили можливість застосування комплексної оцінки місця приєднання установок відновлювальної енергетики, заснованих на використанні алгоритму бенчмаркінгу при формування рішення, а також доцільність використання Гар-аналіз при створенні стратегії розвитку регіону яка розділяється на дві групи: стратегія розвитку ОСР та стратегія розвитку інфраструктури регіону. На рівні ЛЕС запропонований

метод визначення рейтингу вузла який в умовах поліваріантності режимів роботи ЛЕС забезпечує мінімізацію небажаного впливу на мережу.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕЛІЛ

1. План розвитку системи передачі на 2020-2029 роки. // НЕК "Укренерго". – 2019. – С. 28–51.
2. Звіт про результати діяльності НКРЕКП у 2018 р.: Постанова НКРЕКП від 29.03.2019 № 440. 314 с. URL: <http://www.nerc.gov.ua/?id=39676> (дата звернення: 27.01.2020).
3. Про ринок електричної енергії: Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII // База даних «Законодавство України» / ВР України. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/2019-19> (дата звернення: 27.01.2020).
4. Левицький Ю. А., Костін Ю. Д. Формування корпоративної стратегії розвитку регіональних підприємств електроенергетики. Вісник Хмельницького національного університету. Екон. наук. 2009. №5. Т. 3. С. 248-256.
5. Про затвердження Ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії: Постанова НКРЕКП України від 25.07.2017 № 932 // База даних «Законодавство України». URL: <http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/v0932874-17> (дата звернення: 07.02.2020).
6. Joskow P. Incentive regulation and its application to electricity networks // Review of Network Economics. 2008. Vol. 7. P. 547-560.
7. Калетнік Г. М., Козловський С.В., Заболотний Г.М., Слупський Б.В. Державне управління розвитком електроенергетики в контексті європейської інтеграції України: монографія. Вінниця: Меркьюрі-Поділля, 2012. 284 с.
8. Jamasb T., Pollitt M. Incentive regulation of electricity distribution networks: lessons of experience from Britain. Cambridge: Electricity Policy Research Group, University of Cambridge, 2007. 57 p. URL: <https://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2014/01/eprg0701.pdf> (дата звернення: 09.02.2020).

9. Програма відповідності оператора системи розподілу – приватного акціонерного товариства «ЗАКАРПАТТЯОБЛЕНЕРГО» // НКРЕКП – 2020. – С. 10-12.

10. Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище. Норми: СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014, затверджено наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 04.08.14 р. № 543

11. Структура ринку електричної енергії // IKNET. – 2019. URL: <https://iknet.com.ua/uk/structure-of-the-electricity-market/> (дата звернення: 01.04.2020).

12. Про затвердження Кодексу системи передачі: Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 309 // База даних «Законодавство України». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0309874-18#n23> (дата звернення: 01.03.2020).

13. Про затвердження Кодексу систем розподілу: Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 310 // База даних «Законодавство України». URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/v0310874-18> (дата звернення: 01.03.2020).

14. Про затвердження Правил роздрібного ринку електричної енергії: Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 312 // База даних «Законодавство України». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0312874-18> (дата звернення: 01.03.2020).

15. Калькулятор визначення вартості послуги з нестандартного приєднання "під ключ" електроустановок замовника до електричних мереж операторів систем розподілу, 2019. URL: http://www.nerc.gov.ua/calculator_nc/page.html. (дата звернення: 09.03.2020)

16. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. // НЕК "Укренерго". – 2018. – С. 13–16, 20–26, 69–71, 118–119.

17. Machowski J., Bialek J.W., Bumby J.R., Power system dynamic. Stability and control // Second ed. John Wiley & Sons, Ltd, 2008. – 630 p.

18. Wind Power in Power Systems, edited by Thomas Ackermann: John Wiley & Sons, Ltd. – 2005. – 691 p.
19. Anaya-Lara O., Jenkins N., Ekanayake J., Cartwright P., Hughes M., Wind energy generation. Modeling and control. John Wiley & Sons, Ltd. – 2009. – 269 p.
20. Будько В. І. Сучасні технологічні процеси, обладнання та устаткування фотоелектричного перетворення сонячної енергії / Василь Іванович Будько. // ЮНІД. – 2015. – С. 26–27.
21. Принцип роботи мережевого інвертора // Avante. – 2018. URL: <https://avante.com.ua/ua/printsip-raboty-setevogo-invertora/>. (дата звернення: 13.03.2020)
22. Інвертор для сонячної електростанції // GrenTechTrade. – 2019. URL: <https://greentechtrade.com.ua/invertor-dlya-sonyachnoyi-elektrostantsiyi/>. (дата звернення: 13.03.2020)
23. Киреленко О. В. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими / Т. М. Базюк, І. В. Блінов, С. П. Денисюк та ін// Інститут електродинаміки НАН України.– Київ, 2016. – 400 с.
24. Вимоги до вітрових та сонячних електростанцій при їх роботі паралельно з об'єднаною енергетичною системою України: наказ ДП «НЕК «Укренерго» від 28.01.2019 р. № 39 // ДП «НЕК «Укренерго», Київ - 2019. С.- 27.
25. Інтегрований звіт 2018 // D.ТЕК. – 2019. URL: https://dtek.com/content/files/rinok_vugillya.pdf. (дата звернення: 15.03.2020)
26. El-Khattam, W. Optimal Investment Planning for Distributed Generation in a Competitive Electricity Market [Text] / W. El-Khattam, K. Bhattacharya, Y. Hegazy, M. M. A. Salama // IEEE Trans. Power Syst. – 2004. - Vol. 19. - P. 1674-1684.
27. Rau, N. S. Optimum location of resources in distributed planning [Text] / N. S. Rau, Y.-H. Wan // IEEE Trans. Power Syst. – 1994. - Vol. 9 - P. 2014-2020.

28. Caisheng, W., M. An Analytical Method for DG Placements Considering Reliability Improvements [Text] / W. Caisheng, M. Hashem Nehrir // IEEE Trans. Power Syst. – 2004. - Vol. 19. - P. 2068-2076.
29. Falaghi, H. ACO Based Algorithm for Distributed Generation Sources Allocation and Sizing in Distribution Systems [Text] / H. Falaghi, M. Haghifam // PowerThech. – 2007. - P. 555-560.
30. Hossein, Nabavi S.M. Placement and Sizing of Distributed Generation Units for Congestion Management and Improvement of Voltage Profile using Particle Swarm Optimization [Text] // S.M. Hossein Nabavi, S. Hajforoosh, M.A. Masoum, IEEE, 2011. URL: http://www.researchgate.net/publication/265966164_Placement_and_sizing_of_distributed_generation_units_for_congestion_anagement_and_improvement_of_voltage_profile_using_particle_swarm_optimization.
31. Бурикін, О.Б. Оптимізація режиму локальних електричних систем з відновлювальними джерелами енергії [Текст] / О.Б.Бурикін, Ю.В. Малогулко // Наукові праці ДонНТУ. Серія: «Електротехніка і енергетика». – 2013. - №2(15). – С. 42-46.
32. Alinejad-Beromi, Y. A Particle Swarm Optimization for Sitting and Sizing of Distributed Generation in Distribution Network to Improve Voltage Profile and Reduce THD and Losses [Text] / Alinejad-Beromi Y., Sedighizadeh M., Sadighi M. //Universities Power Engineering Conference. - 2008. – P. 1-5.
33. Liu, Zifa Optimal Configuration for Capacity of Distributed Generation Interconnected to Distribution Network Based on Improved [Text] / Liu Zifa, Wu Ziping, Xue Xiaoqiang, Zhang Jianhua // Sustainable Power Generation and Supply. - 2009. - P. 1-5.
34. Павловський В.В., Лук'яненко Л.М., Гончаренко І.С., Захаров А.М. Обмеження потужності відновлюваних джерел енергії за умовами приєднання до електричної мережі // енергетичні системи та комплекси: збірник наукових праць. Вип. 43, 2016 рік Інститут електродинаміки НАН України, 2016. С 18-23

35. Кузнєцов М. П. Забезпечення енергобалансу в комбінованих енергосистемах з відновлюваними джерелами енергії // Відновлювальна енергетика та енергоефективність у ХХІ столітті : матеріали ХХ Міжн. наук.-практ. конф., м. Київ, 15-16 травня 2019 р. : тези доповідей. – К.: Інтерсервіс, 2019. С 48-52.

36. Мірошник Ю. В., Казанський С. В. Моделювання режимів роботи електричної мережі з відновлюваними джерелами енергії // Відновлювальна енергетика та енергоефективність у ХХІ столітті : матеріали ХХ Міжн. наук.-практ. конф., м. Київ, 15-16 травня 2019 р. : тези доповідей. – К.: Інтерсервіс, 2019. С 113-116.

37. Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М. Технічні аспекти впровадження джерел розподільної генерації в електричних мережах // Техн. електродинаміка. – 2011. – № 1. – С. 46–53.

38. Ерошенко С.А., Дмитриев С.А., Кузнєцов Д.В, Кокин С.Е.,Паздерин А.В. Вопросы размещения источников распределенной генерации в электрических сетях мегаполисов // Вест. Самарского гос. техн. ун-та. Серия «Технические науки». – 2011. – № 4. – С. 126-134.

39. Ерошенко С.А., Карпенко А.А., Паздерин А.В. Выбор оптимальной мощности и местоположения источника распределенной генерации в сети // Электроэнергетика глазами молодёжи: Науч. тр. всерос. науч.-техн. конф.: Сб. статей. В 2-х т.\ Екатеринбург: Ур-ФУ, 2010. Т. 1. – С. 170–175

40. M. K. Pal, “Voltage Stability: Analysis needs, Modelling Requirement, and Modelling Accuracy”, IEE Proceedings-C, Vol. 140, No. 4, July 1993.

41. K.T. Vu, Chen-Ching Liu, C. W. Taylor and K. M. Jimma, “Voltage Instability: Mechanisms and Control Strategies”, Proceedings of the IEEE, Vol. 83, No. 11, Nov. 1995, pp. 1442 – 1455.

42. Жаркин А. Ф. Выбор параметров и мест интеграции источников распределенной генерации в распределительные сети для минимизации потерь мощности и эликтрической энергии / А. Ф. Жаркин, С. П. Денисюк, В.

А. Попов. – Київ: НПП "Наукова думка" НАН України, 2017. – 231 с. – (системы электроснабжения с источниками распределенной генерации).

43. C. W. Taylor, "Power System Voltage Stability", EPRI Power System Engineering Series, McGraw Hill, 1994.

44. R. W. Dahlgren, "Dynamic Mechanisms of Power System Instability", Northcon Conference, pp. 72 – 77, 1994.

45. K. Sedghisigarchi and A. Feliachi, "Control of Grid-Connected Fuel Cell Power Plant For Transient Stability Enhancement", IEEE PES Winter Meeting, 2002.

46. Саати Т. Принятие решений. Метод анализа иерархий: [пер с англ.] / Т. Саати.- М.: Радио и связь, 1989.

47. Саати Т. Принятие решений при зависимостях и обратных связях: Аналитические сети: [пер с англ.] /Т. Саати; науч. ред. А.В. Андрейчиков, О.Н. Андрейчикова.-М. Издательство ЛКИ, 2008.-306 с.

48. Бешелев С.Д. Математико-статистические методы экспертных оценок / СД. Бешелев, Ф.Г. Гурвич.

49. B. Roy, Méthodologie Multicritère d'aide à la Décision, Paris, France: Economica, 1985, М. Наука, 1989.-128 с. СПб: Лань, 2009--272 с. М.: Мир, 1976.-С. 172-215. 2001. Р. 800-816. 316 с. М: Статистика, 1980.-263 с. 423

50. Борисов А. И. Принятие решений на основе нечетких моделей / А.И. Борисов, О.А. Крумберг, И.П. Федоров. -М: Наука, 1990.

51. Baas S.M. Rating and ranking of multiple-aspect alternatives using fuzzy sets. / S.M. Baas, H. Kwakernaak // Automatica.

52. Dubois D. Systems of linear fuzzy constraints / D. Dubois, H. Prade // Fuzzy Sets and Systems. - 1980.

53. Кофман А. Введение в теорию нечетких множеств // А. Кофман. - М.: Радио и связь, 1982. -432 с.

54. Орловский С.А. Проблемы принятия решений при нечеткой исходной информации / С.А. Орловский.

55. Opricovic S. Multi-criteria optimization of civil engineering systems / S. Opricovic- Belgrade: Faculty of Civil Engineering, 1998. - 56 p.
56. Yu P.L. A Class of Solutions for Group Decision Problems / P.L. Yu // Management Science.- 1973. – Vol. 19, N 8. – P. 936-946 p. 184 с. 1977. – Vol. 13, N 1. - P. 47-58. Vol. 3, NI. P. 327-348. M.: Hayka, 1981. - 208 с.
57. Opricovic S. The Compromise solution by MCDM methods: A comparative analysis of VIKOR and TOPSIS / S. Opricovic, G.H. Tzeng // European Journal of Operational Re- search. 1982. Vol. 156 (2). – P. 445-455.
58. Hwang C.L. Multiple Attribute Decision Making: Methods and Applications. A State of Art Surwey / C.L. Hwang, K. Yoon.
59. Zeleny M. Multiple Criteria Decision Making / M. Zeleny // N. Y.: McGraw-Hill, 1982.
60. Bellmann R.E. Decision-making in a fuzzy environment / R.E. Bellmann, L.A. Zadeh // Management Science.-1970. - N 17, -P. 141-164.
61. Гинявичюс Р. Влияние весов частных критериев на результаты многокритериальной оценки / Р. Гинявичюс, В. Подвезько // Вісник НАУ.- 2004.-N 3.-С. 37-41.
62. Методы определения коэффициентов важности критериев / А.М. Анохин, В.А. Гло- тов, В.В. Павельев, А.М. Черкашин / Автоматика и телемеханика.- 1997.-N 8.- С. 3-35.
63. Mareshal B. Weight stability intervals in multicriteria decision aid / B. Mareshal // Euro- pean Journal of Operational Research. – 1988. - Vol. 130 (3).- P. 576-587. Berlin; Heidelberg; N.Y.: Springer Verlag, 1981.
64. Проект Дорожньої карти розвитку відновлюваної енергетики України // Держенергоефективність. – 2018. URL: <http://saee.gov.ua/uk/pressroom/1133>. (дата звернення: 26.03.2020)
65. Замулко А. І., Чернецька Ю. В. Рейтингове оцінювання у маркетингових дослідженнях в енергетиці метод. рек. до вивч. теми кредитного модуля «Маркетингові дослідження в енергетиці» для студ. спец.

«Електротехнічні системи електроспоживання» та «Енергетичний менеджмент» / НТУУ «КПІ», 2012. – 44 с.

66. Статистичний збірник «Регіонів України» / Державна служба статистики України. -2019.- Частина 1.-С.14-16.

67. Статистичний щорічник України за 2017 рік/Державна служба статистики України.-2018.- С. 22-

68. План розвитку системи розподілу ВАТ “Тернопільобленерго” на 2021-2025 роки: Пояснювальна записка/ ВАТ “Тернопільобленерго”-2020р.- 261с.

69. Схема планування територій: Природно-ресурсний потенціал, стан навколишнього природного середовища, транспорт, інженерна підготовка території, гідротехнічні заходи, інженерне обладнання території./ Пояснювальна записка.-Тос-2. С. 181-192.

ДОДАТКИ

Додаток А

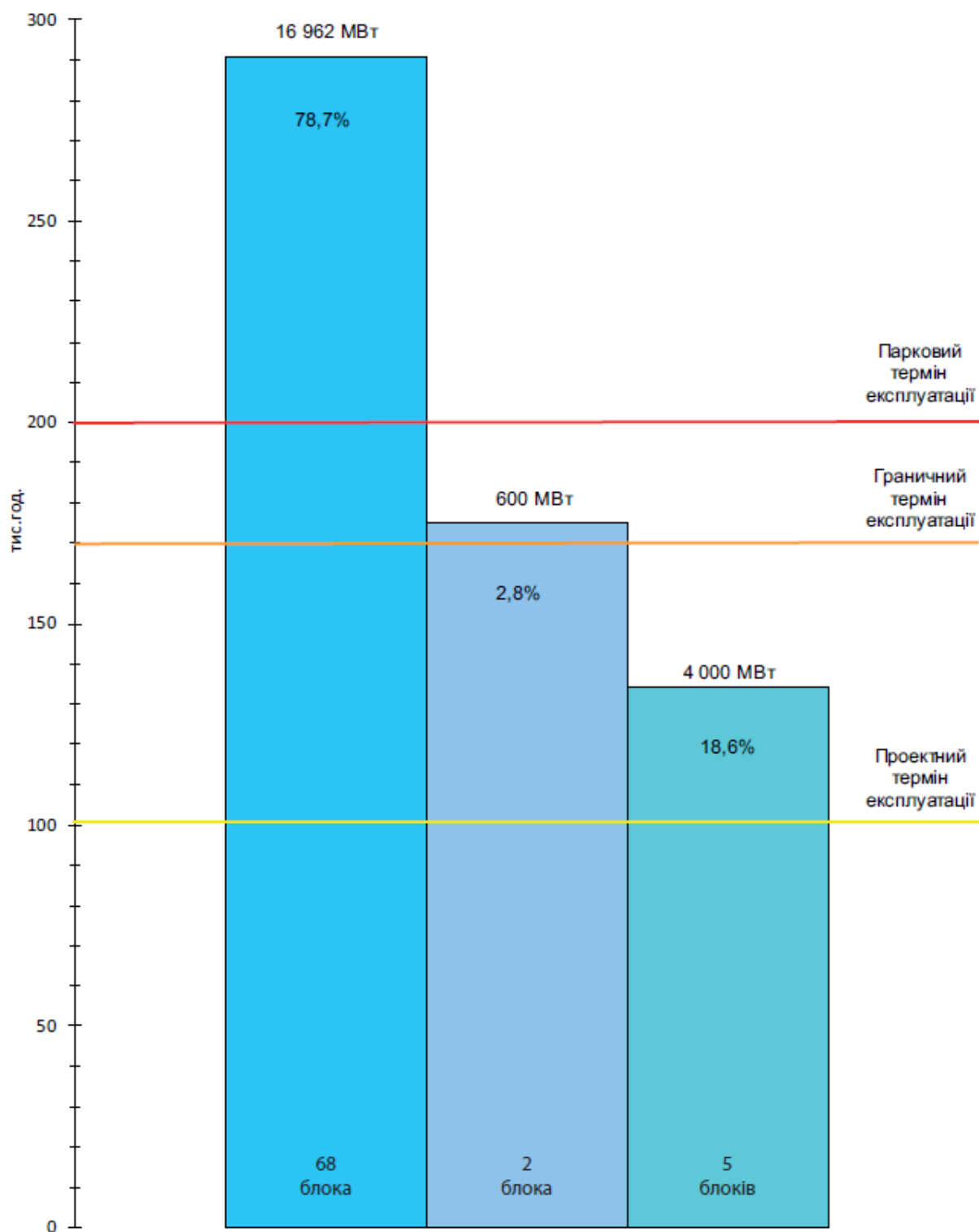


Рисунок А1 – Технічний стан енергоблоків енергетичних компаній теплових електростанцій по ресурсу роботи станом на 01.01. 2019.

Таблиця А1 – Фактичні значення індексів середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIDI) на рівнях напруги 0,4 – 110 кВ за 2017 – 2018 роки, хв

№ з/п	Ліцензіати з розподілу електричної енергії	З вини компаній (планові без попереджень переривання та переривання, пов'язані з технологічними порушеннями в електропостачанні)		Внаслідок запланованих з попередженням споживачів переривань	
		2017	2018	2017	2018
1	ПАТ «Вінницяобленерго»	406	468	583	498
2	ПрАТ «Волиньобленерго»	1 072	906	467	381
3	АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі»	435	490	335	259
4	АТ «ДТЕК Донецькі електромережі» *	1 503	1 605	14	9
5	АТ «Житомиробленерго»	471	442	590	474
6	ПрАТ «Закарпаттяобленерго»	1 112	744	738	711
7	ПАТ «Запоріжжяобленерго»	322	473	192	109
8	ПрАТ «ДТЕК Київські електромережі»	155	162	45	76
9	ПрАТ «Київобленерго»	545	411	505	491
10	ПрАТ «Кіровоградобленерго»	712	811	864	686
11	ТОВ «Луганське енергетичне об'єднання» *	663	1 337	442	57
12	ПрАТ «Львівобленерго»	1 037	1 047	401	332
13	АТ «Миколаївобленерго»	734	618	864	937
14	АТ «Одесаобленерго»	1 500	1 221	623	642
15	ПАТ «Полтаваобленерго»	705	711	591	582
16	АТ «Прикарпаттяобленерго»	762	770	937	882
17	ПрАТ «Рівнеобленерго»	422	275	806	649
18	ПАТ «Сумиобленерго»	489	558	706	808
19	ВАТ «Тернопільобленерго»	629	666	296	210
20	АТ «Харківобленерго»	846	682	354	363
21	АТ «Херсонобленерго»	968	1 180	1 654	1 618
22	АТ «Хмельницькобленерго»	1 047	890	92	110
23	ПАТ «Черкасиобленерго»	659	592	307	531
24	АТ «Чернівціобленерго»	547	457	798	611
25	ПАТ «Чернігівобленерго»	331	346	768	591
26	ДПЕМ ПрАТ «Атомсервіс»	64	0	31	0
27	ДП «Регіональні електричні мережі»*	284	179	527	442
28	ПАТ «ДТЕК ПЕМ-Енерговугілля»	497	148	0	0
29	ТзОВ НВП «Енергія-Новояворівськ»	286	146	247	135
30	ТОВ «Енергія-Новий Розділ»	2	4	435	235
31	ТОВ «ДТЕК Високовольтні мережі»*	5	1	9	21
32	ПАТ «Укрзалізниця»**	231	208	276	283
33	ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»	228	120	1 016	1 047
34	КП «Міські електричні мережі»	24	48	55	40
35	ТОВ «Затоцькі електричні мережі»	2 087	2 358	0	0
В середньому по Україні		728	696	485	455

Таблиця А2 – Строки експлуатації українських АЕС

Електрична станція	№ енерго-блока	Електрична потужність, МВт	Тип реакторної установки	Дата введення в експлуатацію	Проектна дата закінчення терміну експлуатації	Стан виконання робіт з ПСЕ енергоблоків
Рівненська АЕС	1	420	В-213	22.12.1980	22.12.2010	Термін експлуатації продовжено до 22.12.2030
	2	415	В-213	22.12.1981	22.12.2011	Термін експлуатації продовжено до 22.12.2031
	3	1000	В-320	21.12.1986	11.12.2017	Термін експлуатації продовжено до 11.12.2037
	4	1000	В-320	10.10.2004	07.06.2035	Плануються
Южно-Українська АЕС	1	1000	В-302	31.12.1982	02.12.2013	Термін експлуатації продовжено до 02.12.2023
	2	1000	В-338	09.01.1985	12.05.2015	Термін експлуатації продовжено до 31.12.2025
	3	1000	В-320	20.09.1989	10.02.2020	Виконуються
Запорізька АЕС	1	1000	В-320	10.12.1984	23.12.2015	Термін експлуатації продовжено до 23.12.2025
	2	1000	В-320	22.07.1985	19.02.2016	Термін експлуатації продовжено до 19.02.2026
	3	1000	В-320	10.12.1986	05.03.2017	Термін експлуатації продовжено до 05.03.2027
	4	1000	В-320	18.12.1987	04.04.2018	Термін експлуатації продовжено до 04.04.2028
	5	1000	В-320	14.08.1989	27.05.2020	Плануються
	6	1000	В-320	19.10.1995	21.10.2026	Плануються
Хмельницька АЕС	1	1000	В-320	22.12.1987	13.12.2018	Термін експлуатації продовжено
						до 13.12.2028
	2	1000	В-320	07.08.2004	07.09.2035	Плануються

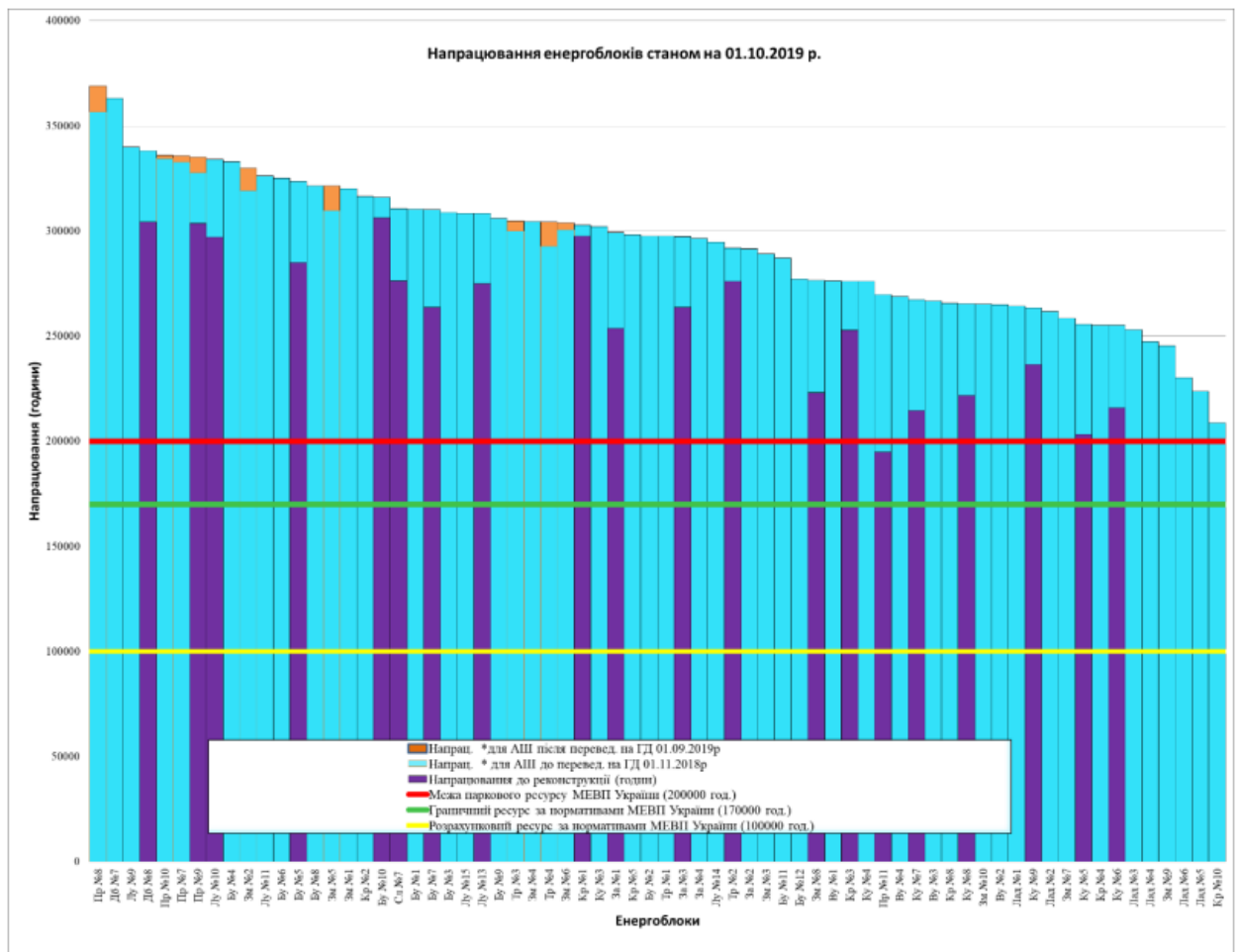


Рисунок А2 – Напрацювання енергоблоків ТЕС України

Додаток Б

Таблиця Б1 – Кількість адміністративно-територіальних одиниць на 1 січня 2019 року

№	Назва регіону	Міста	Селища міського типу	Сільські населені пункти	Площа, тис.га
1	Вінницька область	18	29	1457	2649,2
2	Волинська область	11	22	1054	2014,4
3	Дніпропетровська область	20	46	1435	3192,3
4	Донецька область	52	131	1115	2651,7
5	Житомирська область	12	43	1613	2982,7
6	Закарпатська область	11	19	578	1218,3
7	Запорізька область	14	22	914	1392,7
8	Івано-Франківська область	15	24	765	2812,1
9	Київська область	26	30	1126	2812,1
10	Кіровоградська область	12	27	991	2458,8
11	Луганська область	37	109	780	2668,3
12	Львівська область	44	34	1850	2183,1
13	Миколаївська область	9	17	885	2458,5
14	Одеська область	19	33	1123	3331,4
15	Полтавська область	16	20	1805	2875
16	Рівненська область	11	16	999	2005,1
17	Сумська область	15	20	1455	2383,2
18	Тернопільська область	18	17	1023	1382,4
19	Харківська область	17	61	1673	3141,8
20	Херсонська область	9	31	658	2846,1
21	Хмельницька область	13	24	1414	2062,9
22	Черкаська область	16	14	824	2091,6
23	Чернівецька область	11	8	398	809,6
24	Чернігівська область	16	29	1465	3190,3
25	АР Крим	16	56	947	2608,1

Таблиця Б2 – Потенціал енергії сонця в різних регіонах України

№	Регіони	Теоретично - можливий потенціал ($\times 10^9$) т н.е./рік	Технічно-досяжний потенціал	
			млрд кВт*год/рік	($\times 10^5$) т н.е./рік
1	АР Крим	3,95	2,2	1,89
2	Одеська область	3,92	2,09	1,79
3	Херсонська область	3,29	1,84	1,69
4	Дніпропетровська область	3,25	1,76	1,52
5	Запорізька область	3,1	1,66	1,48
6	Харківська область	3,01	1,62	1,42
7	Чернігівська область	2,94	1,6	1,41
8	Луганська область	2,9	1,56	1,4
9	Донецька область	2,87	1,54	1,38
10	Житомирська область	2,8	1,52	1,32
11	Миколаївська область	2,8	1,52	1,32
12	Полтавська область	2,68	1,5	1,3
13	Київська область	2,66	1,45	1,28
14	Черкаська область	2,64	1,4	1,22
15	Вінницька область	2,59	1,29	1,17
16	Кіровоградська область	2,38	1,26	1,08
17	Сумська область	2,24	1,21	1,04
18	Львівська область	2,17	1,12	1,1
19	Хмельницька область	2,1	1,08	1,0
20	Волинська область	1,89	1,04	0,87
21	Рівненська область	1,82	0,96	0,79
22	Тернопільська область	1,6	0,81	0,7
23	Івано-Франківська область	1,4	0,70	0,6
24	Закарпатська область	1,26	0,62	0,51
25	Чернівецька область	0,84	0,46	0,41
ВСЬОГО		63,01	33,77	29,63

Таблиця Б3 – Узагальнений найвищий потенціал енергії вітру в регіонах (на висоті 100 м)

№	Регіон	Питомий потенціал енергії вітру	
		природний, кВт·год/м ² за рік	технічно- досяжний, кВт·год/м ² за рік
1	АР Крим	6 781	1 061
2	Херсонська область	6 079	956
3	Запорізька область	5 771	935
4	Івано-Франківська область	5 538	902
5	Одеська область	5 481	915
6	Донецька область	5 300	903
7	Луганська область	5 137	891
8	Миколаївська область	5 047	885
9	Дніпропетровська область	4 540	850
10	Чернівецька область	4 222	708
11	Закарпатська область	4 175	702
12	Львівська область	3 799	646

Таблиця Б4 – Довідник показників нормативної грошової оцінки сільськогосподарських угідь в Україні станом на 01.01.2020* (гривень за гектар)

№ з/п	Регіон	Рілля, перелоги	Багаторічні насадження	Сіножаті	Пасовища
1	АР Крим	26 005,00	58 459,98	10 145,85	4 284,71
2	Вінницька область	27 184,00	47 053,16	3 140,38	1 558,08
3	Волинська область	21 806,00	41 349,74	6 039,19	4 479,47
4	Дніпропетровська область	30 251,00	55 608,28	7 971,74	6 232,31
5	Донецька область	31 111,00	58 459,98	7 247,03	6 037,55
6	Житомирська область	21 411,00	35 646,33	5 072,92	4 089,95
7	Закарпатська область	27 268,00	37 072,18	6 522,33	5 258,51
8	Запорізька область	24 984,00	41 349,74	6 039,19	4 868,99
9	Івано-Франківська область	26 087,00	37 072,18	4 831,36	4 479,47
10	Київська область	26 531,00	42 775,60	6 280,76	4 479,47
11	Кіровоградська область	31 888,00	67 015,10	8 696,44	6 037,55
12	Луганська область	27 125,00	47 053,16	8 213,30	5 842,79
13	Львівська область	21 492,00	27 091,21	5 797,63	4 089,95
14	Миколаївська область	27 038,00	47 053,16	8 213,30	5 842,79
15	Одеська область	31 017,00	62 737,54	8 938,01	7 011,35
16	Полтавська область	30 390,00	64 163,40	5 556,06	4 284,71
17	Рівненська область	21 938,00	37 072,18	5 072,92	3 700,43
18	Сумська область	26 793,00	49 904,86	6 522,33	4 674,23
19	Тернопільська область	29 035,00	57 034,13	6 280,76	5 648,03
20	Харківська область	32 237,00	67 015,10	6 280,76	6 427,07
21	Херсонська область	24 450,00	37 072,18	5 314,49	4 284,71
22	Хмельницька область	30 477,00	52 756,57	6 763,90	5 258,51
23	Черкаська область	33 646,00	74 144,37	8 454,87	5 648,03
24	Чернівецька область	33 264,00	62 737,54	5 556,06	5 063,75
25	Чернігівська область	24 065,00	55 608,28	8 696,44	5 063,75

Таблиця Б5 – Земельні ділянки під розміщення об'єктів ВДЕ

№ з/п	Регіон	Кількість ділянок
1	Вінницька область	11
2	Волинська область	11
3	Дніпропетровська область	13
4	Донецька область	59
5	Житомирська область	29
6	Івано-Франківська область	17
7	Запорізька область	59
8	Київська область	24
9	Львівська область	33
10	Луганська область	25
11	Кіровоградська область	64
12	Миколаївська область	49
13	Одеська область	10
14	Сумська область	63
15	Рівненська область	22
16	Херсонська область	56
17	Черкаська область	25
18	Чернігівська область	26
19	Хмельницька область	23
20	Чернівецька область	26

Таблиця Б6 – Вартість підключення об'єктів ВДЕ до електромереж оператора системи розподілу

№	Регіон	На рівень 35 кВ	На рівень 6(10),20 кВ
1	Вінницька	21441	11254
2	Волынська	21404	11210
3	Дніпропетровська	19984	10060
4	Донецька	20233	9796
5	Житомирська	21229	10999
6	Закарпатська	21794	11680
7	Запорізька	21316	11104
8	Івано-Франківська	21256	11032
9	Київська	21592	11437
10	Кіровоградська	20139	10773
11	Луганська	20246	9812
12	Львівська	22996	13132
13	Миколаївська	20377	9969
14	Одеська	21237	11008
15	Полтавська	21223	10992
16	Рівненська	21183	10942
17	Сумська	20265	9835
18	Тернопільська	21650	11508
19	Харківська	20862	10555
20	Херсонська	20677	10332
21	Хмельницька	22827	12928
22	Черкаська	20582	10218
23	Чернівецька	22996	13132
24	Чернігівська	21230	10999

Таблиця Б7 – Кількість підстанцій за класом напруги в структурі ОСР

№	Назва ОСР	Кількість знижувальних підстанцій 35-750 кВ		Кількість підстанцій 6-0,4 кВ
		110- 154кВ	35 кВ	
1	ПАТ «Вінницяобленерго»	82	109	10149
2	ПрАТ «Волиньобленерго»	39	73	5831
3	АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі»	71	263	12066
4	АТ «ДТЕК Донецькі електромережі»	116	254	12359
5	АТ «Житомиробленерго»	50	143	8779
6	ПрАТ «Закарпаттяобленерго»	85	39	4730
7	ПАТ «Запоріжжяобленерго»	50	216	8302
8	ПрАТ «ДТЕК Київські електромережі»	44	21	3648
9	ПрАТ «Київобленерго»	80	167	9588
10	ПрАТ «Кіровоградобленерго»	22	177	6844
11	ТОВ «Луганське енергетичне об'єднання»	85	211	8284
12	ПрАТ «Львівобленерго»	156	57	8632
13	АТ «Миколаївобленерго»	25	191	5672
14	АТ «Одесаобленерго»	69	205	8836
15	ПАТ «Полтаваобленерго»	69	137	9879
16	АТ «Прикарпаттяобленерго»	39	90	6294
17	ПрАТ «Рівнеобленерго»	35	91	5884
18	ПАТ «Сумиобленерго»	37	142	7278
19	ВАТ «Тернопільобленерго»	112	41	5854
20	АТ «Харківобленерго»	93	195	10877
21	АТ «Херсонобленерго»	18	199	4353
22	АТ «Хмельницькобленерго»	70	104	7347
23	ПАТ «Черкасиобленерго»	39	136	8885
24	АТ «Чернівціобленерго»	35	37	3740
25	ПАТ «Чернігівобленерго»	37	127	8483
26	ДП «Регіональні електричні мережі»	26	25	325
27	ТОВ «ДТЕК Високовольтні мережі»	45	19	22
28	ПрАТ «ДТЕК ПЕМ – Енерговугілля»	5	6	318

Таблиця Б8 – Потужність підстанцій за класом напруги в структурі ОСР

№	Назва ОСР	Потужність силових трансформаторів знижувальних підстанцій 35-750 кВ		Потужність підстанцій
		110-154кВ	35 кВ	6-35/0,4 кВ
1	ПАТ «Вінницяобленерго»	1564,7	509,6	1946,74
2	ПрАТ «Волиньобленерго»	838,1	329	1121,076
3	АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі»	5970,4	2139,3	3173,894
4	АТ «ДТЕК Донецькі електромережі»	5636,7	2768,85	3748,796
5	АТ «Житомиробленерго»	1444,6	629,4	1598,7713
6	ПрАТ «Закарпаттяобленерго»	510,2	1101,4	1215
7	ПАТ «Запоріжжяобленерго»	5430,9	1706,23	2039,8755
8	ПрАТ «ДТЕК Київські електромережі»	3614,8	654,6	3160,93
9	ПрАТ «Київобленерго»	2904,6	998,2	2020,24
10	ПрАТ «Кіровоградобленерго»	1427,8	990,6	1222,2
11	ТОВ «Луганське енергетичне об'єднання»	4466	2347,2	2112,925
12	ПрАТ «Львівобленерго»	1163,7	1988,2	2173,433
13	АТ «Миколаївобленерго»	1279,5	970,2	1174,565
14	АТ «Одесаобленерго»	3006,4	955,66	2484,723
15	ПАТ «Полтаваобленерго»	1803,7	601,8	1754,522
16	АТ «Прикарпаттяобленерго»	1161,2	625	1292,295
17	ПрАТ «Рівнеобленерго»	794,6	422,63	1133,927
18	ПАТ «Сумиобленерго»	1295,3	603,6	1469,65
19	ВАТ «Тернопільобленерго»	352,23	775,6	1007,94
20	АТ «Харківобленерго»	4143,3	994,4	3075,694
21	АТ «Херсонобленерго»	1321	1352,2	1056,767
22	АТ «Хмельницькобленерго»	1362,6	407,6	1538,8
23	ПАТ «Черкасиобленерго»	1596,7	730,2	1698,768
24	АТ «Чернівціобленерго»	141,5	732	766,67
25	ПАТ «Чернігівобленерго»	983,4	561,8	1508,153
26	ДП «Регіональні електричні мережі»	900	411,9	810,272
27	ТОВ «ДТЕК Високовольтні мережі»	254,55	2140,5	33,84
28	ПрАТ «ДТЕК ПЕМ – Енерговугілля»	159	105,8	298,366

Таблиця Б9 – Показник вузьких місць в електророзподільних компаніях

№	Назва ОСР	Показник непрацездатного обладнання мережі
1	ПАТ «Вінницяобленерго»	4,086542
2	ПрАТ «Волиньобленерго»	12,22841
3	АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі»	26,84635
4	АТ «ДТЕК Донецькі електромережі»	14,93836
5	АТ «Житомиробленерго»	2,37543
6	ПрАТ «Закарпаттяобленерго»	3,000753
7	ПАТ «Запоріжжяобленерго»	22,96097
9	ПрАТ «Київобленерго»	1,697209
10	ПрАТ «Кіровоградобленерго»	2,228668
11	ТОВ «Луганське енергетичне об'єднання»	13,05287
12	ПрАТ «Львівобленерго»	14,65971
13	АТ «Миколаївобленерго»	8,385292
14	АТ «Одесаобленерго»	1,578452
15	ПАТ «Полтаваобленерго»	4,999712
16	АТ «Прикарпаттяобленерго»	6,563626
17	ПрАТ «Рівнеобленерго»	7,453599
18	ПАТ «Сумиобленерго»	9,739612
19	ВАТ «Тернопільобленерго»	6,408952
20	АТ «Харківобленерго»	7,278453
21	АТ «Херсонобленерго»	8,096132
22	АТ «Хмельницькобленерго»	10,17502
23	ПАТ «Черкасиобленерго»	3,338598
24	АТ «Чернівціобленерго»	6,783395
25	ПАТ «Чернігівобленерго»	11,38757

Таблиця Б10 – Коефіцієнт подібності графіку споживання регіону з графіком генерації СЕС

№	Область	Коефіцієнт подібності графіку споживання
1	Вінницька	4,4541
2	Волинська	3,2214
3	Дніпропетровська	3,7461
4	Донецька	2,2232
5	Житомирська	1,34
6	Закарпатська	2,4508
7	Запоріжська	4,1929
8	Івано-Франківська	4,1553
9	Київ	4,599
10	Київська	1,4226
11	Кропивницька	2,6663
12	Луганська	2,7582
13	Львівська	2,3343
14	Миколаївська	2,1605
15	Одеська	2,0841
16	Полтавська	1,9054
17	Рівненська	4,1158
18	Сумська	2,0616
19	Тернопільська	3,0905
20	Харківська	1,7705
21	Херсонська	1,842
22	Хмельницька	2,8521
23	Черкаська	2,4268
24	Чернівецька	1,9122
25	Чернігівська	1,7985

Таблиця Б11 – Частка промисловості в сукупному графіку споживання регіону

№	Регіон	Частка промисловості
1	Вінницька	17,34056
2	Волинська	24,37291
3	Дніпропетровська	77,12456
4	Донецька	70,20671
5	Житомирська	37,01064
6	Закарпатська	10,28194
7	Запоріжська	58,53215
8	Івано-Франківська	48,85487
9	Київська	22,37797
10	Кропивницька	44,43611
11	Луганська	38,70245
12	Львівська	23,02924
13	Миколаївська	26,90731
14	Одеська	11,9007
15	Полтавська	60,60041
16	Рівненська	32,96907
17	Сумська	37,29023
18	Тернопільська	11,98256
19	Харківська	25,45845
20	Херсонська	6,956385
21	Хмельницька	27,52904
22	Черкаська	45,21069
23	Чернівецька	5,960166
24	Чернігівська	24,22312

Таблиця Б12 – Участь в покритті добового навантаження навантаження регіону

№	Енергосистема	Регіон	Участь в покритті навантаження			
			ТЕЦ	ГЕС	АЕС	СЕС
1	Південний захід	Вінницька	4168,023	2104,722	18232,92	1648,08
2		Тернопільська	1700,366	858,6319	7438,213	30,24
3		Хмельницька	3198,381	1615,083	13991,25	1338,12
4		Чернівецька	1700,23	858,5632	7437,617	36,288
5	Дніпровський	Дніпропетровська	21000,85	8122,263	63116,01	2553,768
6		Запоріжська	7294,973	2821,395	21924,33	1710,828
7		Кропивницька	2245,177	868,3419	6747,66	978,264
8	Донбаський	Донецька	0	0	0	30,24
9		Луганська	0	0	0	30,24
11	Центральний регіон	Київська	4029,923	721,2693	0	809,676
12		Чернігівська	1387,747	248,3767	0	30,24
13		Черкаська	2045,531	366,1059	0	30,24
14		Житомирська	2034,336	364,1024	0	30,24
15	Західний	Волинська	4793,881	62,42033	5464,742	30,24
16		Закарпатська	4858,923	63,26723	5538,886	731,052
17		Івано-Франківська	8995,314	117,1265	10254,13	967,68
18		Львівська	13445,54	175,0722	15327,13	1333,584
19		Рівненська	5922,337	77,11376	6751,115	30,24
20	Південний	Миколаївська	766,1226	141,1535	11068,38	2384,424
21		Одеська	1497,547	275,914	21635,47	2079
22		Херсонська	884,3301	162,9325	12776,15	2760,156
23	Північний	Полтавська	23912,14	0	0	30,24
24		Сумська	8696,114	0	0	30,24
25		Харківська	28609,74	0	0	30,24

Таблиця Б13 – Фактичні значення індексів середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIDI) з вини компаній за 2018 рік

№	Ліцензіати з розподілу електричної енергії	SAIDI на рівнях напруги 0,4 – 100 кВ		
		Для міських населених пунктів	Для сільських населених пунктів	Усереднений показник
1	ПАТ «Вінницяобленерго»	451,6	418,6	418,9949
2	ПрАТ «Волиньобленерго»	502,4	1294,4	1286,385
3	АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі»	414,5	797,7	792,5941
4	АТ «ДТЕК Донецькі електромережі»	1365,8	2136,5	2105,624
5	АТ «Житомиробленерго»	301,3	555,7	553,8698
6	ПрАТ «Закарпаттяобленерго»	456,6	892,8	884,9082
7	ПАТ «Запоріжжяобленерго»	423	595,5	592,9579
8	ПрАТ «Київобленерго»	273,1	583,7	577,9052
9	ПрАТ «Кіровоградобленерго»	465	1253,1	1235,764
10	ТОВ «Луганське енергетичне об'єднання»	1102,6	1832,5	1823,996
11	ПрАТ «Львівобленерго»	541,6	1643,6	1599,568
12	АТ «Миколаївобленерго»	408,2	828,9	819,299
13	АТ «Одесаобленерго»	1036,7	1363,8	1360,568
14	ПАТ «Полтаваобленерго»	429,5	1110	1098,996
15	АТ «Прикарпаттяобленерго»	334,8	962,7	957,243
16	ПрАТ «Рівнеобленерго»	158,3	364,4	362,1904
17	ПАТ «Сумиобленерго»	327,4	937,7	931,556
18	ВАТ «Тернопільобленерго»	341,1	811,6	803,5953
19	АТ «Харківобленерго»	499,6	936,7	932,4563
20	АТ «Херсонобленерго»	675,3	1004,8	1000,551
21	АТ «Хмельницькобленерго»	467,2	1308,7	1301,161
22	ПАТ «Черкасиобленерго»	329,8	736	728,3897
23	АТ «Чернівціобленерго»	287,6	540,4	533,7314
24	ПАТ «Чернігівобленерго»	241,5	430,7	428,6952

Таблиця Б14 – Фактичні значення показників комерційної якості за 2018 рік

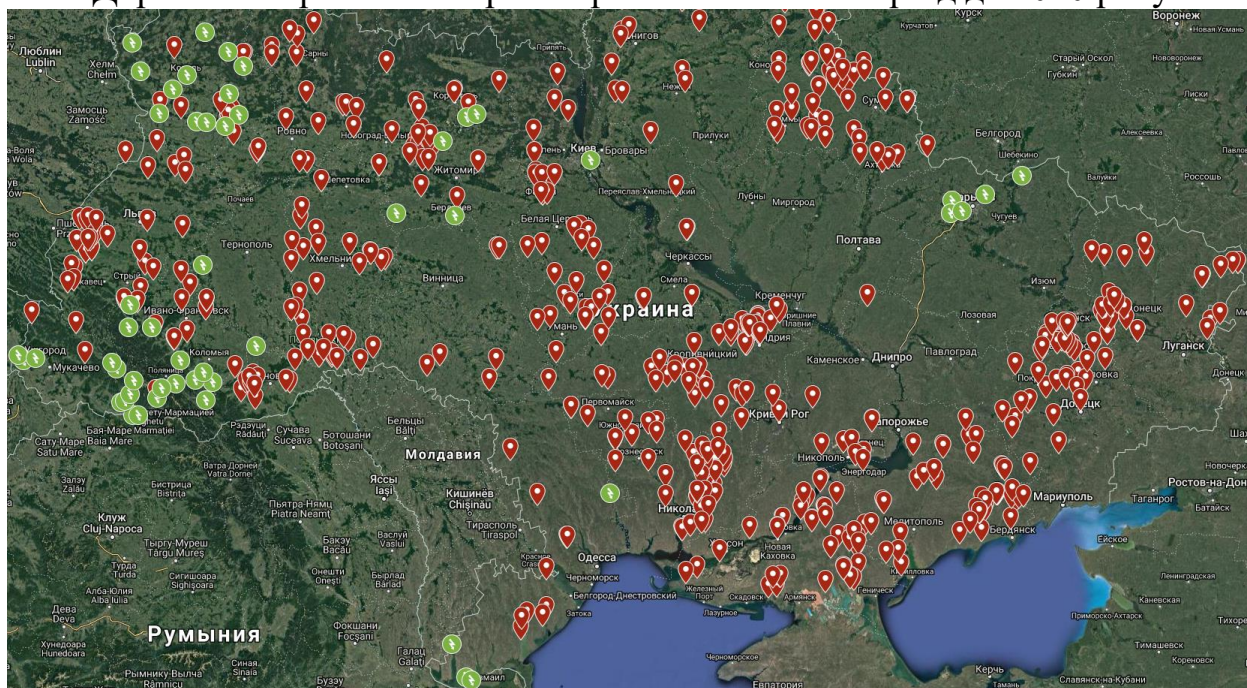
№	Ліцензіати з розподілу електричної енергії	Кількість наданих послуг (відповідей на звернення), од	Кількість звернень, фактичний термін виконання яких був більший ніж визначений у законодавстві	Відсоток послуг, наданих з перевищенням встановленого терміну, %
1	ПАТ «Вінницяобленерго»	19131	2	0,000105
2	ПрАТ «Волиньобленерго»	7371	6	0,000814
3	АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі»	60806	1156	0,019011
4	АТ «ДТЕК Донецькі електромережі»**	31119	34	0,001093
5	АТ «Житомиробленерго»	13652	1	7,32E-05
6	ПрАТ «Закарпаттяобленерго»	19658	15	0,000763
7	ПАТ «Запоріжжяобленерго»	31169	494	0,015849
8	ПрАТ «Київобленерго»	21446	617	0,02877
9	ПрАТ «Кіровоградобленерго»	17213	2	0,000116
10	ТОВ «Луганське енергетичне об'єднання»**	6821	0	0
11	ПрАТ «Львівобленерго»	40571	595	0,014666
12	АТ «Миколаївобленерго»	21115	21	0,000995
13	АТ «Одесаобленерго»	41786	198	0,004738
14	ПАТ «Полтаваобленерго»	19450	187	0,009614
15	АТ «Прикарпаттяобленерго»	25676	34	0,001324
16	ПрАТ «Рівнеобленерго»	23128	25	0,001081
17	ПАТ «Сумиобленерго»	9699	43	0,004433
18	ВАТ «Тернопільобленерго»	10376	22	0,00212
19	АТ «Харківобленерго»	9320	321	0,034442
20	АТ «Херсонобленерго»	38524	156	0,004049
21	АТ «Хмельницькобленерго»	15334	0	0
22	ПАТ «Черкасиобленерго»	12433	101	0,008124
23	АТ «Чернівціобленерго»	13252	0	0
24	ПАТ «Чернігівобленерго»	9001	23	0,002555

Таблиця Б15 –Оціночні значення показників якості електричної енергії в регіонах України за 2018 рік

№	Ліцензіати з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електромережами	Кількість Звернень з питань якості електричної енергії	Частка від сукупної кількості звернень по Україні%
1	ПАТ «Вінницяобленерго»	4693,168	3,436859
2	ПрАТ «Волиньобленерго»	1808,235	1,32419
3	АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі»	14916,77	10,92372
4	АТ «ДТЕК Донецькі електромережі»**	7634,034	5,590487
5	АТ «Житомиробленерго»	3349,074	2,452564
6	ПрАТ «Закарпаттяобленерго»	4822,451	3,531534
7	ПАТ «Запоріжжяобленерго»	7646,3	5,59947
8	ПрАТ «ДТЕК Київські електромережі»	8585,13	6,286985
9	ПрАТ «Кіровоградобленерго»	4222,649	3,092293
10	ТОВ «Луганське енергетичне об'єднання»**	1673,31	1,225384
11	ПрАТ «Львівобленерго»	9952,775	7,288527
12	АТ «Миколаївобленерго»	5179,878	3,793282
13	АТ «Одесаобленерго»	10250,84	7,5068
14	ПАТ «Полтаваобленерго»	4771,425	3,494167
15	АТ «Прикарпаттяобленерго»	6298,771	4,612659
16	ПрАТ «Рівнеобленерго»	5673,702	4,154915
17	ПАТ «Сумиобленерго»	2379,334	1,742413
18	ВАТ «Тернопільобленерго»	2545,414	1,864035
19	АТ «Харківобленерго»	2286,359	1,674326
20	АТ «Херсонобленерго»	9450,61	6,920786
21	АТ «Хмельницькобленерго»	3761,698	2,754733
22	ПАТ «Черкасиобленерго»	3050,032	2,233572
23	АТ «Чернівціобленерго»	3250,947	2,380704
24	ПАТ «Чернігівобленерго»	2208,102	1,617018

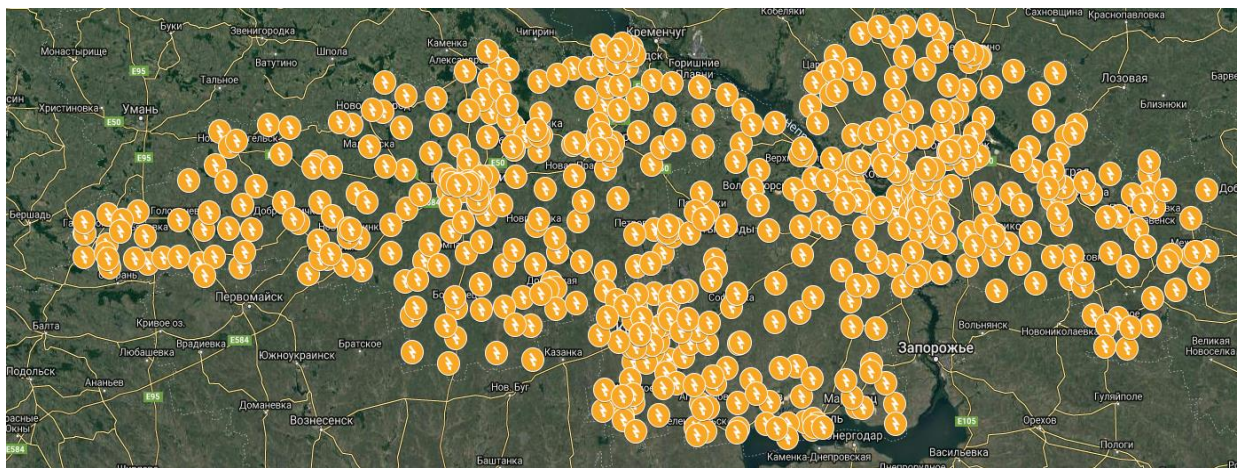
Додаток В

Дорожня енергетична карта України станом на період до 2020 року

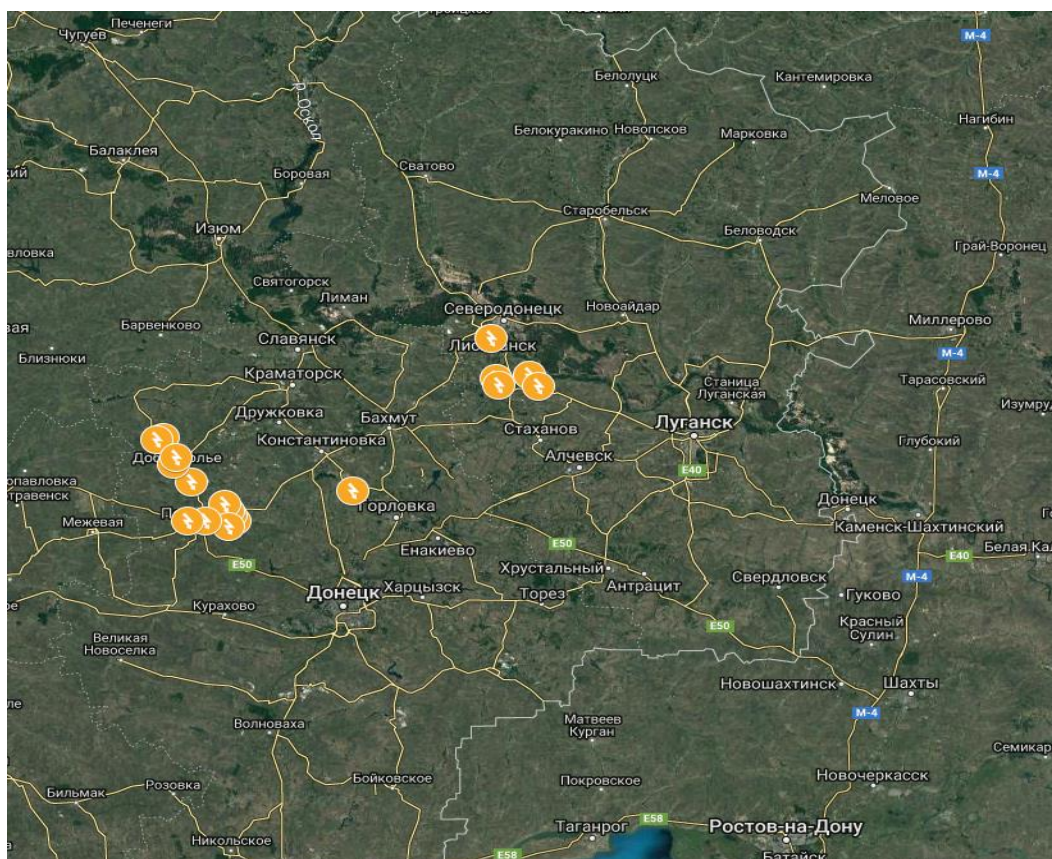


В розглянутому плані наявно 52 можливі точки підключення які надано місцевими органами влади

Рисунок В1 – Можливі точки підключення об'єктів ВДЕ до ОЕС України

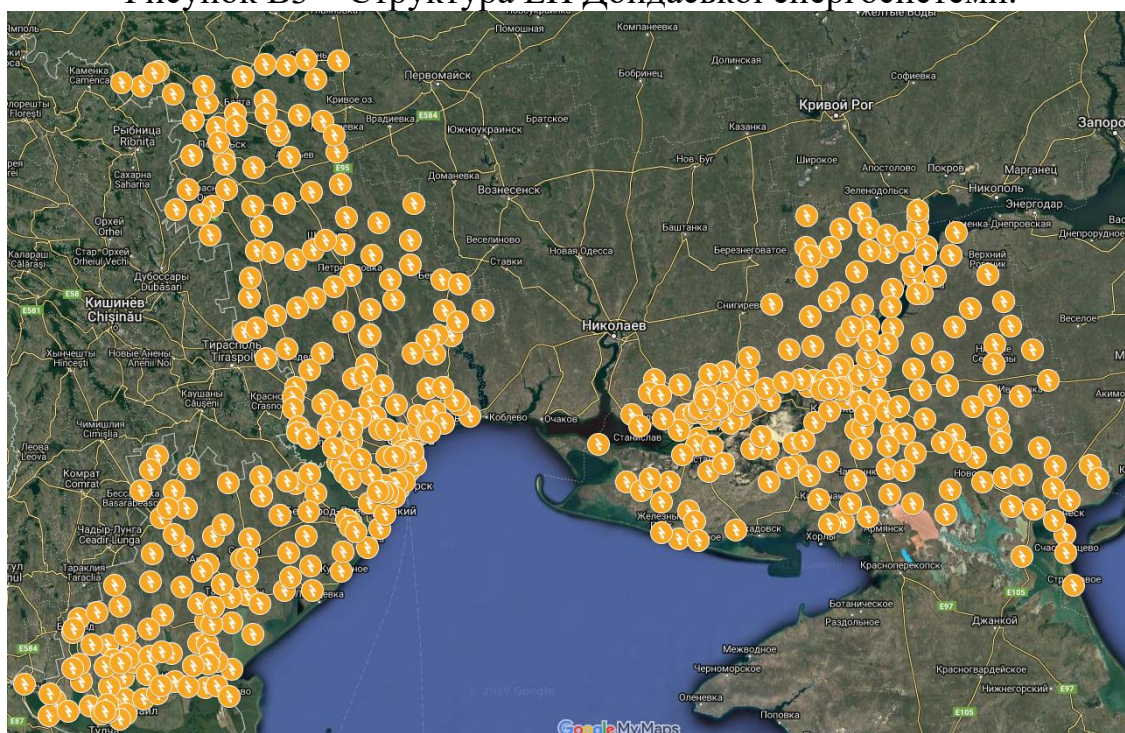


До складу Дніпропетровської енергосистеми входить 597 підстанцій
Рисунок В2 – Структура ЕП Дніпровської енергосистеми.



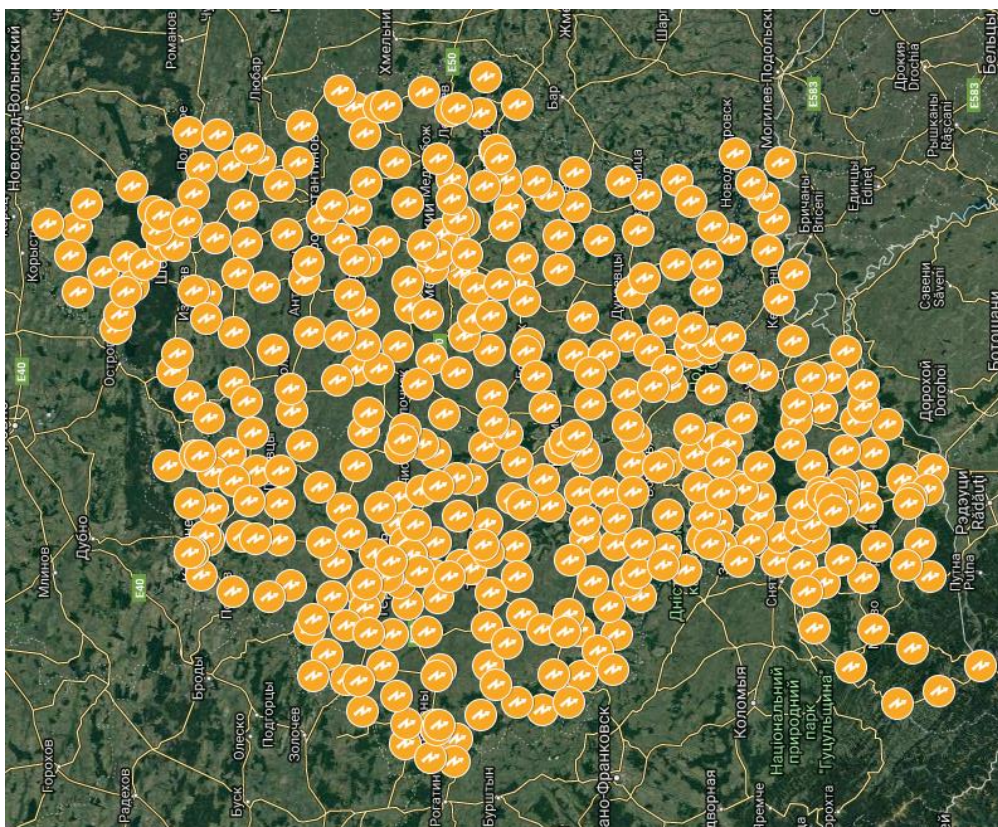
До складу Дондаської енергосистеми входить 18 підстанції (частина територій знаходиться в мілітаризованій зоні тому стан підстанцій невідомий)

Рисунок В3 – Структура ЕП Дондаської енергосистеми.

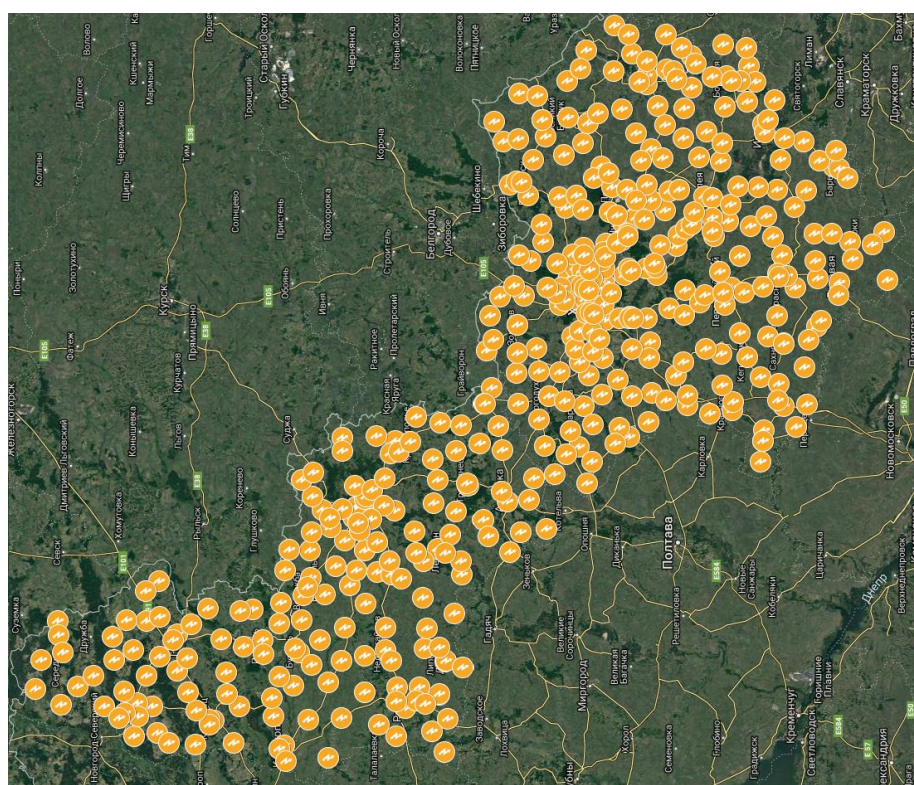


До складу Південної енергосистеми входить 480 підстанції (за виключенням Миколаївської області)

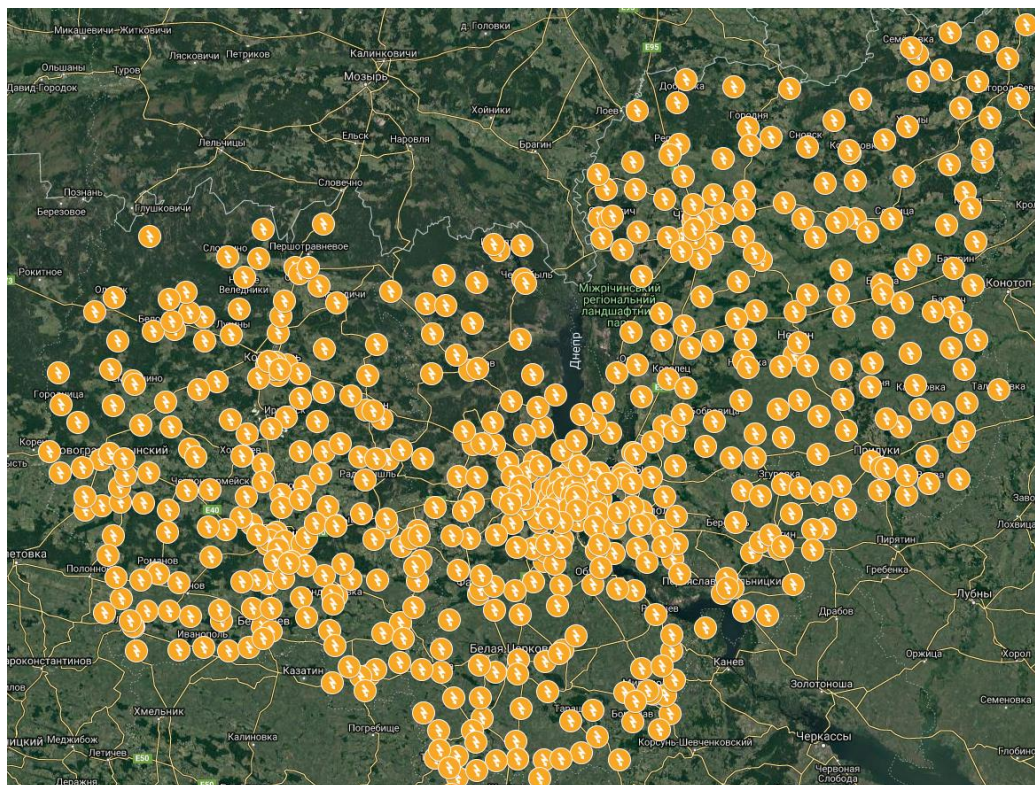
Рисунок В4 – Структура ЕП Південної енергосистеми



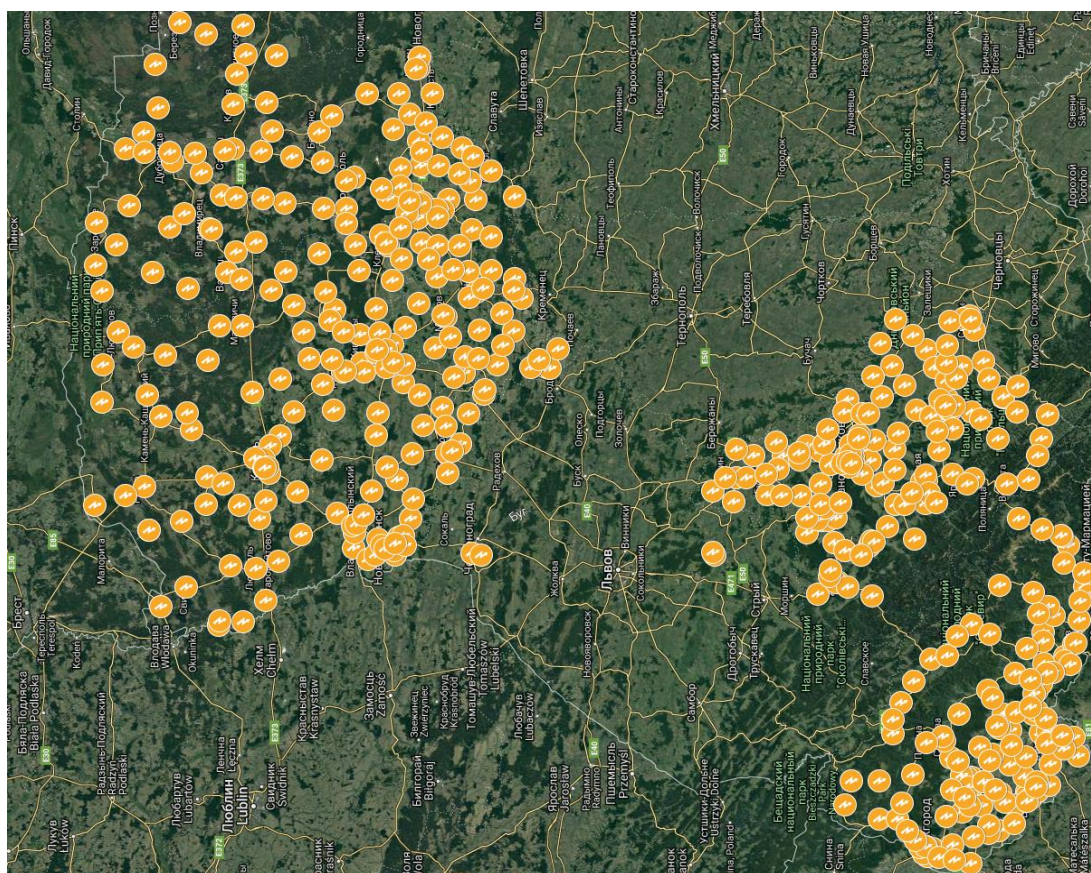
До складу Південно-Західна енергосистеми входить 399 підстанції
Рисунок В5 – Структура ЕП Південно-Західної енергосистеми.



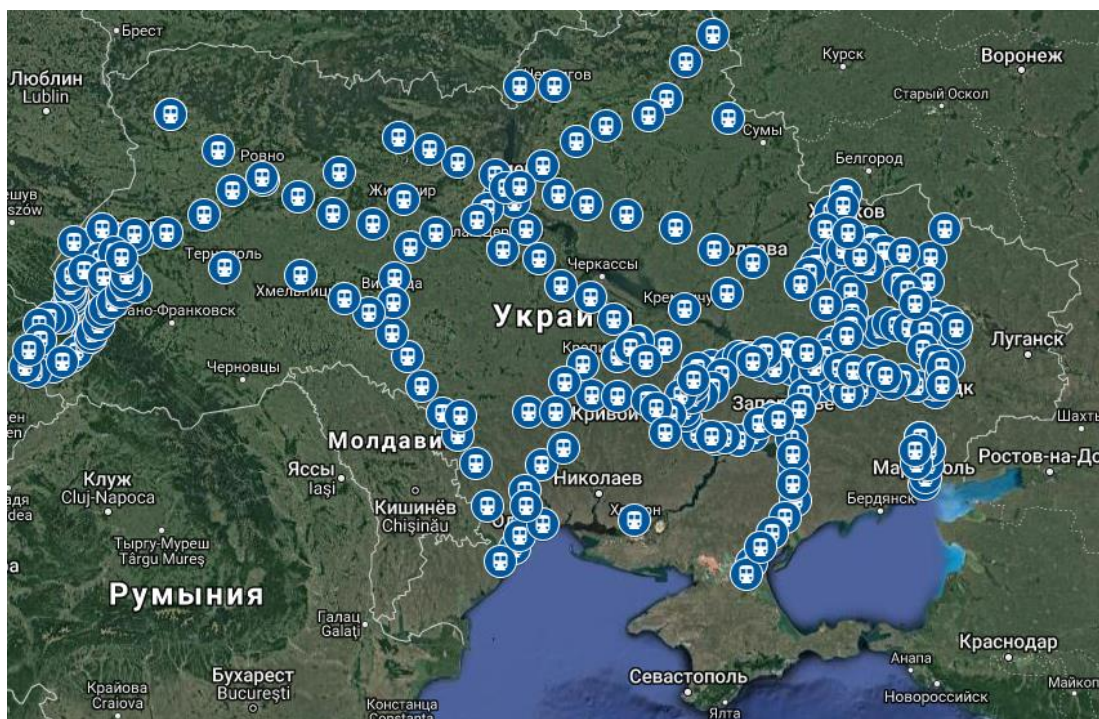
До складу Північна енергосистеми входить 467 підстанції
Рисунок В6 – Структура ЕП Північної енергосистеми



До складу Центральної енергосистеми входить 632 підстанції
Рисунок В7 – Структура ЕП Центральної енергосистеми.



До складу Західної енергосистеми входить 501 підстанції (за виключенням Львівської області)
Рисунок В8 – Структура ЕП Західної енергосистеми



До складу ПАТ Укрзалізниця входить 268 підстанції
Рисунок В9 – Структура ЕП ПАТ Укрзалізниця

Додаток Г

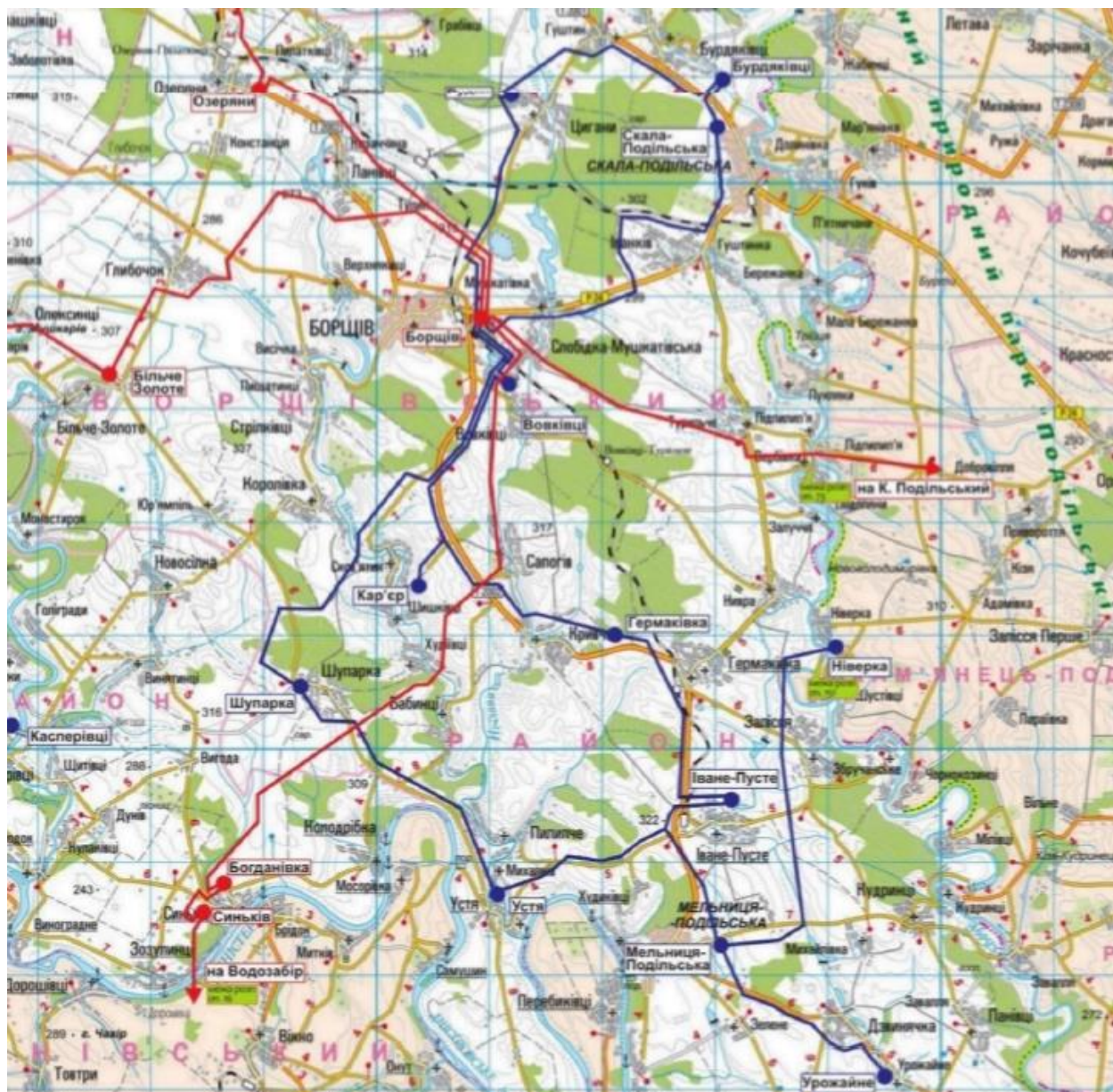


Рисунок Г1 – Карта-схема розміщення підстанцій ЛЕС «Борщів»

Таблиця Г1 – Дані про ПС-35 кВ, в складі «Борщівський РЕМ» станом на 01.01.2020 р.

Диспетчерська назва ПС	Рік вводу в експлуатацію	Силові трансформатори встановлені на ПС		Термін експлуатації станом на 2020 рік.	Термін експлуатації перевищує 40 років	Наявність службових будинків при ПС
		тип, потужність (кВА)	напруга (кВ)			
Борщівський РЕМ:						
1. Гермаківка	1973	ТМ-2500	35/10	47		
2. Мельниця-Подільська	1967	ТМ-2500	35/10	53		Будинок
	1968	ТМ-2500	35/10	52		
3. Скала-Подільська	1966	ТМН-3200	35/10	54		
	1969	ТМ-2500	35/10	51		
4. Устя	1982	ТМ-1600	35/10	38		
5. Вовківці	1989	ТМ-4000	1989	31		
6. Шупарка	1984	ТМ-1600	35/10	36		
7. Рудки	1977	ТМ-1000	35/10	43		
8. Урожайне	1978	ТМ-2500	35/10	42		
9. Іване-Пусте	1985	ТМН-2500	35/10	35		
10. Бурдяківці	1989	ТМ-4000	1989	47		
	1989	ТМ-4000	1989	47		

Таблиця Г2 – Характеристика ПРЗА силових трансформаторів 35/10 (6) кВ станом на 01.01.2020 р.

Назва ПС	Трансформатор (потужність, кВА)	Вид захисту	Тип реле (виконання)	Рік введення
<u>Борщівський РЕМ</u>				
Бурдяківці	Т-1 (4000)	Газовий захист	Бухгольца	1989
		Дифзахист	РНТ-565	
		МСЗ	РТ-40	
Вовківці	Т-1 (4000)	Газовий захист	Бухгольца	1989
		МСЗ	РТ-40	
Гермаківка	Т-1 (2500)	Газовий захист	Бухгольца	реконструкція 2012
		МСЗ	РЗЛ-03	
		Струмова відсічка	РЗЛ-03	
І. Пусте	Т-1 (2500)	Газовий захист	Бухгольца	1986
		МСЗ	РТ-40	
		Дифзахист	РНТ-565	
М. Подільська	Т-1, Т-2 (2500)	Газовий захист	Бухгольца	1986
		МСЗ	ПСН	
Рудки	Т-1 (2500)	Газовий захист	ПГ-22	1976
		МСЗ	ПСН	
Скала Подільська	Т-1 (3200)	Газовий захист	ПГ-22	2017
		Дифзахист	МП РС83 ДТ2	
		МСЗ	МП РС83 АВ2	
		Перевантаже- ння	МП РС83 АВ2	
	Т-2 (2500)	Газовий захист	РГ-43	1979
		МСЗ	ПСН	
Урожайне	Т-1 (2500)	Газовий захист	РГ-22	1978
	Т-1 (1600)	Газовий захист	РГ-22	1985
Шупарка	Т-1 (1600)	Газовий захист	РГ-22	1983
		МСЗ	РТ-40	

Таблиця Г3 – Завантаження силових трансформаторів ЛЕС «Борщів»

№п/п	Назва підстанції	Номинальна потужність трансформат ора,МВА	Максимальне навантаження (2019 р.), МВт	Завантаженіс ть трансформат ора,%	Навантаження трансформаторів в ремонтному режимі (вимкнувся), МВт	Завантажені сть трансформа тора,%		
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.		
Борщівський РЕМ								
10	ПС-110 Борщів	ввід 110 кВ	Т-1-16	3,25	19,4	в ремонті (вимкнувся)	11,45	71,6
		ввід 35 кВ		1,45				
		ввід 10 кВ		1,8				
		ввід 110 кВ	Т-2-25	8,2	32,8	11,45	в ремонті (вимкнувся)	45,8
		ввід 35 кВ		6,25				
ввід 10 кВ	1,95							
11	ПС-110 Озеряни	ввід 10 кВ	Т-1-6,3	0,75	11,90			
12	ПС-110 Більче-Золоте	ввід 10 кВ	Т-1-6,3	0,8	12,70			
13	ПС-35 Устя	ввід 10 кВ	Т-1-1,6	0,35	21,9			
14	ПС-35 Урожайне	ввід 10 кВ	Т-1-2,5	0,7	28			
15	ПС-35 Гермаківка	ввід 10 кВ	Т-1-2,5	0,95	38			
16	ПС-35 Шупарка	ввід 10 кВ	Т-1-1,6	0,65	40			
17	ПС-35 М. Подільська	ввід 10 кВ	Т-1-2,5	0,9	36	в ремонті	1,8	72
		ввід 10 кВ	Т-2-2,5	0,9	36	1,8	в ремонті	72
18	ПС-35 Ск. Подільська	ввід 10 кВ	Т-1-2,5	0,8	32	в ремонті	1,2	48
		ввід 10 кВ	Т-2-3,2	0,4	13	1,2	в ремонті	37,5
19	ПС-35 Ів. Пусте	ввід 10 кВ	Т-1-2,5	0,65	26			
20	ПС-35 Рудки	ввід 10 кВ	Т-1-1,0	0,45	45			
21	ПС-35 Вовківці	ввід 10 кВ	Т-1-4,0	0,55	14			
22	ПС-35 Бурдяківці (абонентська)	ввід 10 кВ	Т-1-4,0	0,4	10			
		ввід 10 кВ	Т-1-4,0	-				
23	ПС-35 Кар'єр (абонентська)	ввід 10 кВ	Т-1-0.63	0	0			

Таблиця Г4 – Характеристика ПРЗА ПЛ-110-35 кВ станом на 01.01.2020 р.

Підстанція	Приєднання	Тип захисту чи автоматики	Рік наладки
ПС-110/35/10 (110/10) кВ			
ПС-110/35/10кВ "Борщів"	ПЛ-110кВ Б.Золоте	Ел-мех. ЕПЗ-1636	1977
	ПЛ-110кВ К.Подільськ	Ел-мех. ЕПЗ-1636	1979
	ПЛ-110кВ Богданівка	МП REL-650	2014
	ПЛ-110кВ Озеряни	Ел-мех. ЕПЗ-1636	1977
	ПЛ-35кВ Рудки	Ел-мех. КЗ-13, КЗ-12	1979
	ПЛ-35кВ Шупарка	Ел-мех. КЗ-13, КЗ-12	1979
	ПЛ-35кВ Вовківці	Ел-мех. КЗ-13, КЗ-12	1979
	ПЛ-35кВ Скала Подільська	Ел-мех. КЗ-13, КЗ-12	1979

Додаток Д



Рисунок Д1 – Карта розміщення ФЕС «Іванків»

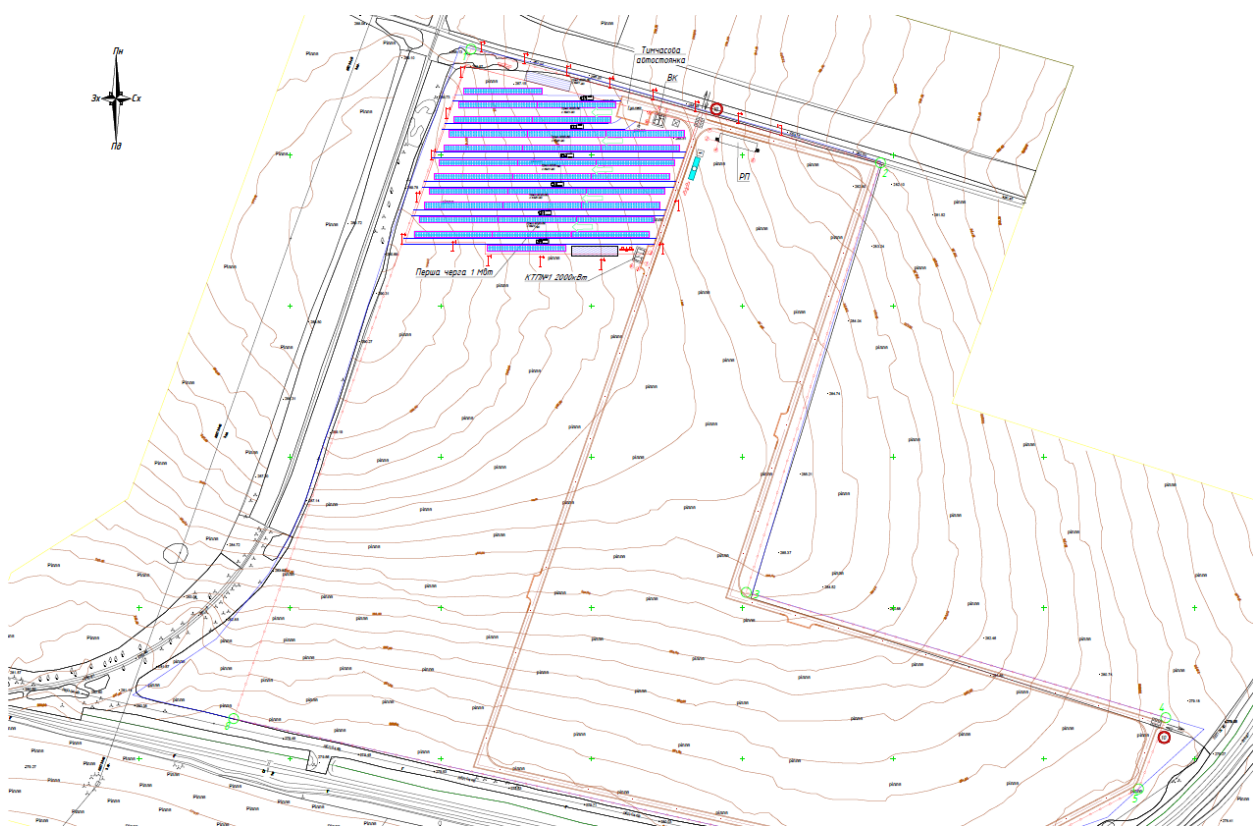


Рисунок Д2 – Схема розміщення елементів ФЕС «Іванків» встановленою потужністю 1МВт

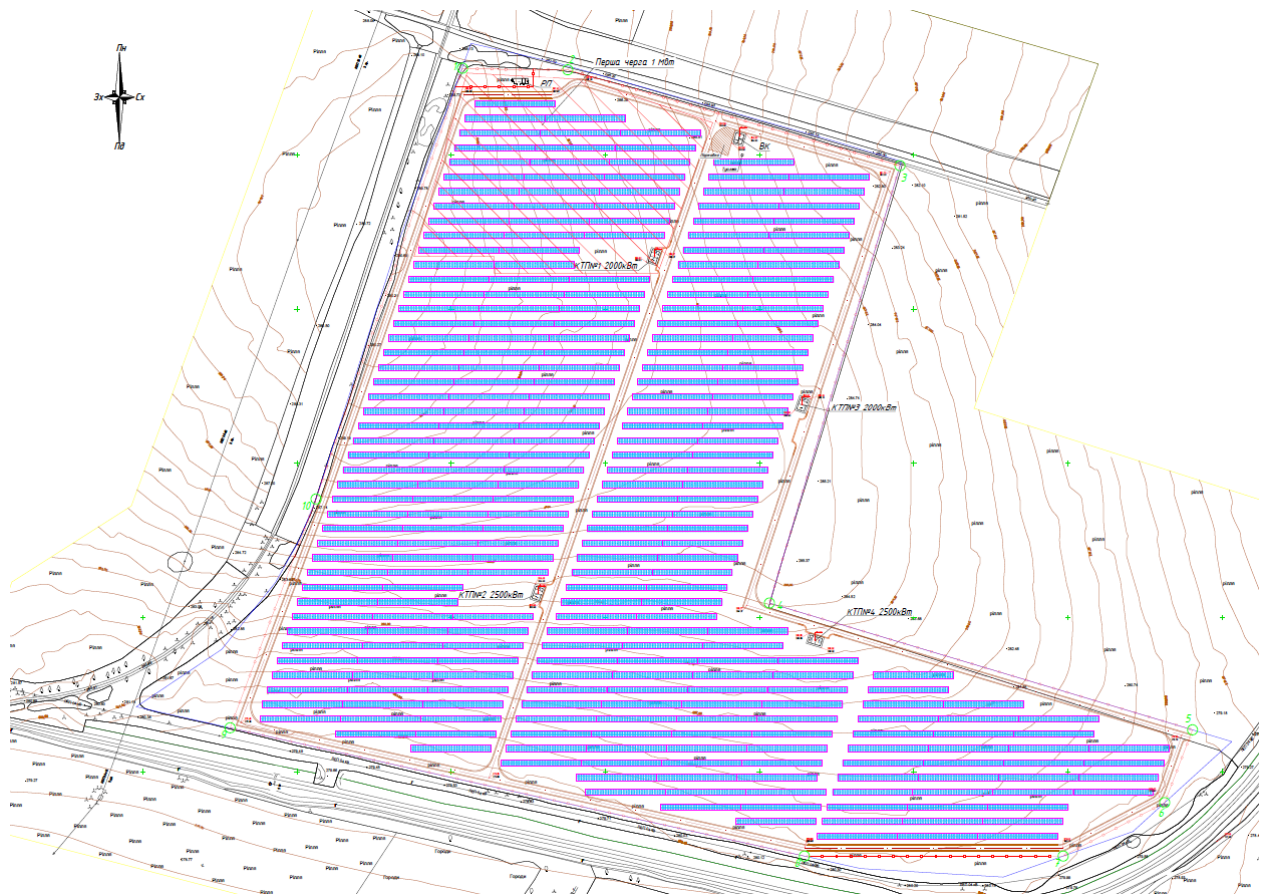
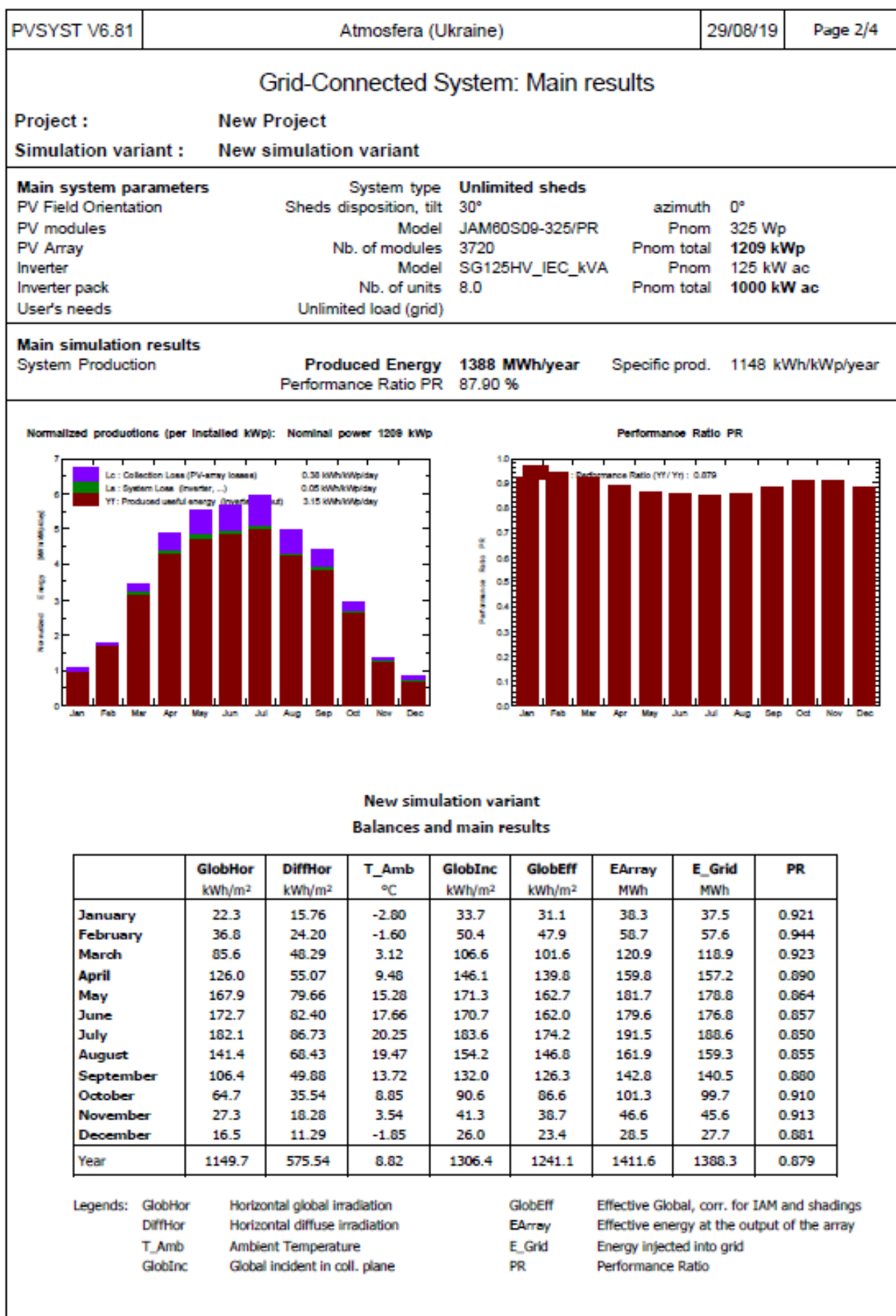
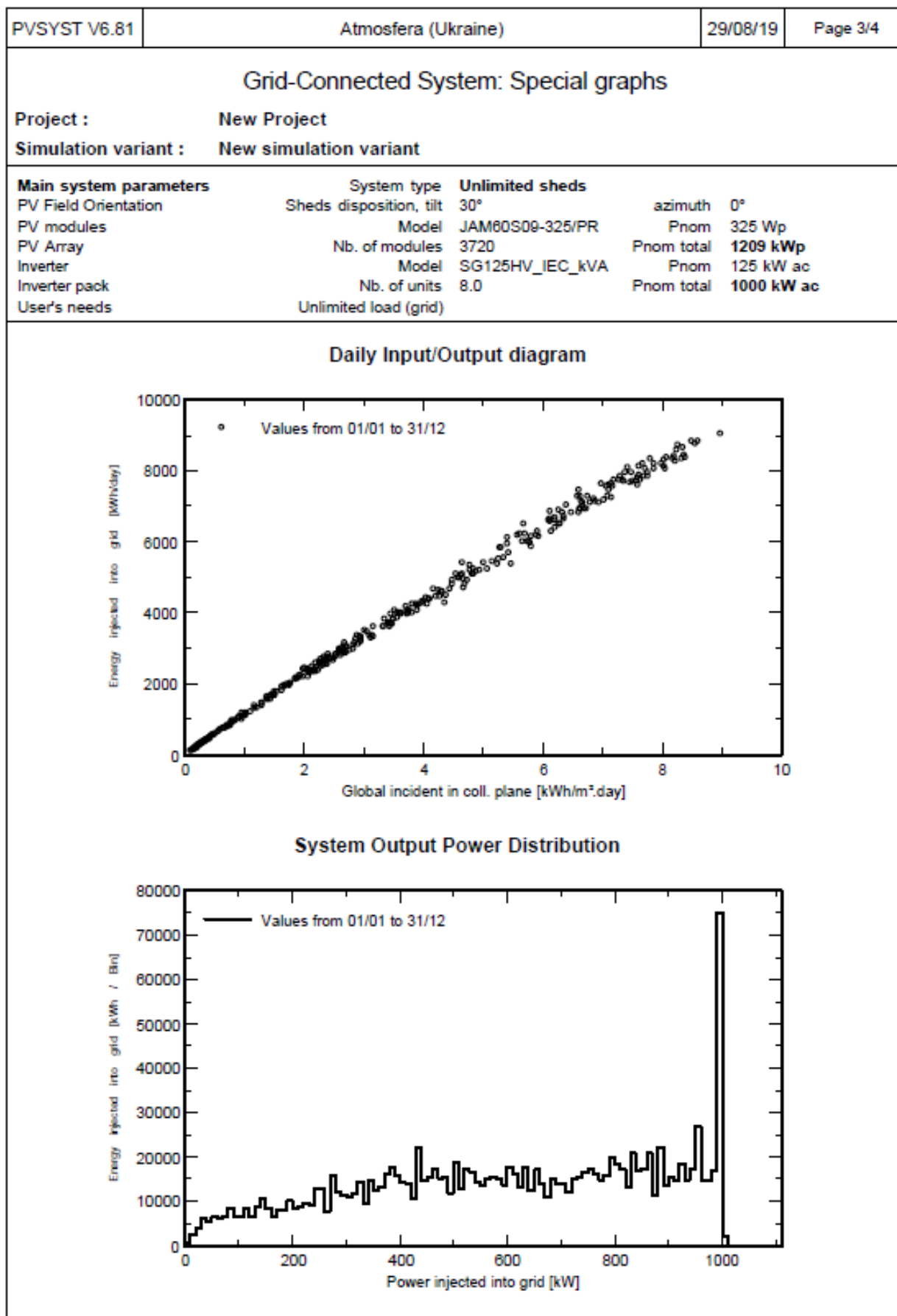


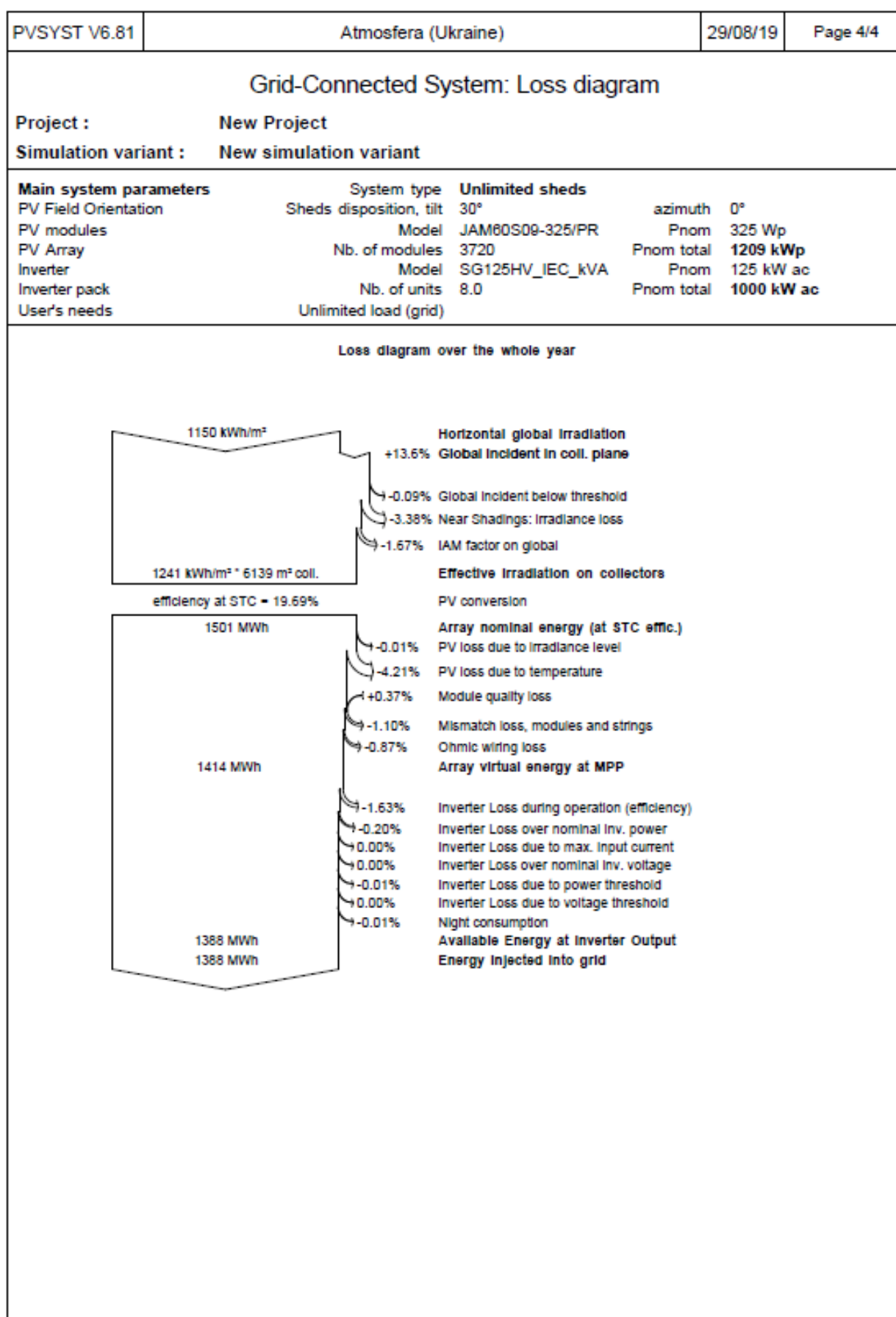
Рисунок ДЗ – Схема розміщення елементів ФЕС «Іванків» встановленою потужністю 4,5 МВт

Таблиця Д1 - Результати моделювання СЕС потужністю 1МВт

PVSYST V6.81	Atmosfera (Ukraine)		29/08/19	Page 1/4
Grid-Connected System: Simulation parameters				
Project : New Project				
Geographical Site		Ivankov	Country Ukraine	
Situation		Latitude 48.84° N	Longitude 26.18° E	
Time defined as		Legal Time Time zone UT+2	Altitude 276 m	
Meteo data:		Ivankov	Meteonorm 7.2 (1986-2009), Sat=100% - Synthetic	
Simulation variant : New simulation variant				
Simulation date 29/08/19 13h19				
Simulation parameters				
Collector Plane Orientation		System type	Unlimited sheds	
Tilt 30°		Azimuth		0°
Sheds configuration		Nb. of sheds	Unlimited sheds	
Sheds spacing		9.50 m	Collector width 4.00 m	
Inactive band		Top 0.02 m	Bottom 0.50 m	
Shading limit angle		Limit profile angle 18.5°	Ground cov. Ratio (GCR) 42.1 %	
Models used		Transposition Perez	Diffuse Perez, Meteonorm	
Horizon		Free Horizon		
Near Shadings		Mutual shadings of sheds		
User's needs :		Unlimited load (grid)		
PV Array Characteristics				
PV module	Si-mono	Model	JAM60S09-325/PR	
Custom parameters definition	Manufacturer	JA Solar		
Number of PV modules	In series	31 modules	In parallel	120 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	3720	Unit Nom. Power	325 Wp
Array global power	Nominal (STC)	1209 kWp	At operating cond.	1094 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	930 V	I mpp	1176 A
Total area	Module area	6139 m²	Cell area	5589 m²
Inverter				
Custom parameters definition	Model	SG125HV_IEC_kVA		
Characteristics	Manufacturer	Sungrow		
Inverter pack	Operating Voltage	860-1450 V	Unit Nom. Power	125 kWac
	Nb. of inverters	8 units	Total Power	1000 kWac
			Pnom ratio	1.21
PV Array loss factors				
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	13 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction	-0.4 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss			Loss Fraction	0.10 %
Incidence effect (IAM): User defined profile				
	0°	30°	50°	60°
	1.000	1.000	0.994	0.975
				70°
				0.930
				75°
				0.873
				80°
				0.777
				85°
				0.591
				90°
				0.000







Таблиця Д2 - Результати моделювання СЕС потужністю 1МВт

PVSYST V6.81	Atmosfera (Ukraine)		09/08/19	Page 1/4					
Grid-Connected System: Simulation parameters									
Project : New Project									
Geographical Site		Ivankov	Country	Ukraine					
Situation		Latitude 48.84° N	Longitude	26.18° E					
Time defined as		Legal Time Time zone UT+2	Altitude	276 m					
Meteo data:		Ivankov	Meteonorm 7.2 (1986-2009), Sat=100% - Synthetic						
Simulation variant : New simulation variant									
Simulation date 09/08/19 09h24									
Simulation parameters		System type	Unlimited sheds						
Collector Plane Orientation		Tilt 30°	Azimuth	0°					
Sheds configuration		Nb. of sheds 45	Unlimited sheds						
		Sheds spacing 9.00 m	Collector width	4.00 m					
Inactive band		Top 0.02 m	Bottom	0.50 m					
Shading limit angle		Limit profile angle 20.0°	Ground cov. Ratio (GCR)	44.4 %					
Models used		Transposition Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm					
Horizon		Free Horizon							
Near Shadings		Mutual shadings of sheds							
User's needs :		Unlimited load (grid)							
PV Array Characteristics									
PV module	Si-mono	Model	JAM60S09-325/PR						
Custom parameters definition		Manufacturer	JA Solar						
Number of PV modules		In series	31 modules	In parallel 540 strings					
Total number of PV modules		Nb. modules	16740	Unit Nom. Power 325 Wp					
Array global power		Nominal (STC)	5441 kWp	At operating cond. 4921 kWp (50°C)					
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	930 V	I mpp 5292 A					
Total area		Module area	27627 m²	Cell area 25150 m²					
Inverter									
Custom parameters definition		Model	SG125HV_IEC_kVA						
Characteristics		Manufacturer	Sungrow						
		Operating Voltage	860-1450 V	Unit Nom. Power 125 kWac					
Inverter pack		Nb. of inverters	36 units	Total Power 4500 kWac					
				Pnom ratio 1.21					
PV Array loss factors									
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s					
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	3.0 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC					
Module Quality Loss			Loss Fraction	-0.4 %					
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP					
Strings Mismatch loss			Loss Fraction	0.10 %					
Incidence effect (IAM): User defined profile									
	0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
	1.000	1.000	0.994	0.975	0.930	0.873	0.777	0.591	0.000

